

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы Отделение нефтегазовое дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оценка геологического строения для смены системы разработки на южной залежи Крапивинского нефтяного месторождения (Томская область)

УДК 553.982:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б63Т	Попеляев Евгений Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н., профессор		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____Максимова Ю.А._____
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
32Б63Т	Попеляеву Евгению Андреевичу

Тема работы:

Оценка геологического строения для смены системы разработки на южной залежи Крапивинского нефтяного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-108/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	5.06.2020
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Геолого-физическая характеристика Крапивинского месторождения Нефтегазоносность и физико-химические свойства пластового флюида Трассерные исследования. Анализ трассерных исследований на предмет направления фильтрационных каналов Анализ заключения по геофизическим исследованиям по определению упругих свойств горных пород до и после ГРП Анализ прогнозных расчётов базовой и оптимизированной систем разработки горизонта Ю ₁ Крапивинского месторождения на примере сектора ГДМ Анализ конкурентных технических решений. Планирование научно-исследовательских работ Бюджет научно-технического исследования Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

	Производственная безопасность Анализ вредных факторов на рабочем месте Опасные факторы и их анализ Экологическая безопасность Методы защиты при чрезвычайных ситуациях
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
1 Геологическое строение Крапивинского нефтяного месторождения 2 Обоснование смены системы разработки на южной залежи Крапивинского нефтяного месторождения	Пулькина Наталья Эдуардовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Трубченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1 Геологическое строение Крапивинского нефтяного месторождения	
2 Обоснование смены системы разработки на южной залежи Крапивинского нефтяного месторождения	
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
4 Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	2.03.2020
---	-----------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н., профессор		2.03.2020
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			2.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б63Т	Попеляев Евгений Андреевич		2.03.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования Бакалавр
Отделение школы Отделение нефтегазового дела
Период выполнения Весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	5.06.2020
--	-----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
03.04.2020	Геологическое строение Крапивинского нефтяного месторождения	30
24.05.2020	Обоснование смены системы разработки на южной залежи Крапивинского нефтяного месторождения	40
15.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
25.05.2020	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 89 стр., 27 рисунков, 19 таблиц, 25 источников,

Ключевые слова: Крапивинское месторождение, песчаники, литолого-фациальная неоднородность, пористость, проницаемость, трассерные исследования, рядная система разработки, КИН.

Объектом анализа является: горизонт Ю1 Крапивинского нефтяного месторождения, разведочные и эксплуатационные скважины месторождения.

Цель работы – Анализ геологического строения южной залежи Крапивинского месторождения с целью выбора системы разработки.

В ВКР приводятся общие сведения о географо-экономической, геолого-физической и геолого-промысловой характеристике месторождении, анализ разработки месторождения.

В процессе анализа проводилось изучение литолого-фациальной неоднородности песчаников горизонта Ю1, анализ керна, анализ фациальных обстановок, изучение ФЕС по ГИС и ГДИС, анализировались данные трассерных исследований, добычи и закачки на исследуемом участке.

В результате анализа представлено обоснование смены системы разработки южной залежи Крапивинского месторождения.

Степень внедрения: рассмотренная система разработки находится на стадии внедрения на южной залежи Крапивинского месторождения.

Область применения: месторождения Западной Сибири с направленной фильтрационной неоднородностью строения пластов коллекторов.

Обозначения и сокращения

КИН – коэффициент извлечения нефти;

УВ – углеводороды;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

ЗСП – Западно-Сибирская плита;

НГРЭ – нефтегазоразведочная экспедиция;

НГР – нефтегазоносный район;

НГО – нефтегазоносная область;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ВНК – водонефтяной контакт;

КВД – кривая восстановления давления;

Скв. – скважина;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

с/п. – сейсмопартия;

б/д – без действия;

г.п. – геологическое поднятие;

Гф – газовый фактор.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	12
1.1 ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	12
1.2 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ	12
1.3 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА.....	16
2 ОБОСНОВАНИЕ СМЕНЫ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НА ЮЖНОЙ ЗАЛЕЖИ КРАПИВИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	25
2.1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ГОРИЗОНТА Ю ₁	25
2.2 РЕЗУЛЬТАТЫ КОРРЕЛЯЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....	29
2.3 ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.	30
2.4 АНАЛИЗ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРЕДМЕТ НАПРАВЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ КАНАЛОВ	35
2.5 АНАЛИЗ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕНИЯ И ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ПО СКВАЖИНАМ ЮЖНОЙ ЗАЛЕЖИ	40
2.6 АНАЛИЗ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ УПРУГИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ДО И ПОСЛЕ ГРП.....	44
2.7 АНАЛИЗ ПРОГНОЗНЫХ РАСЧЁТОВ БАЗОВОЙ И ОПТИМИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ ГОРИЗОНТА Ю ₁ КРАПИВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ СЕКТОРА ГДМ	45
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖИМЕНТ, РЕССУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕССУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	53
3.1 АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ.	53
3.2 SWOT-АНАЛИЗ.....	56
3.3 ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ	57
3.3.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	57
3.3.2 Разработка графика проведения научно-технического исследования..	58
3.4 БЮДЖЕТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ	59
3.4.1 Расчет материальных затрат.....	60
3.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования.....	61
3.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления	62
3.4.4 Расчет затрат на оплату труда	63
3.4.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды	65
3.4.6 Расчет накладных расходов.....	65
3.4.7 ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА ЗАТРАТ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЫ	66
3.5 ВЫВОД.....	67
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	71
4.1 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ....	72
4.1.1 Организационные мероприятия	72

4.1.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства	73
4.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	73
4.3 АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ ФАКТОРОВ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ	74
4.3.1 Повышенный уровень шума и его воздействие	74
4.3.2 Повышенный уровень вибрации и её воздействие	75
4.3.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	76
4.3.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	77
4.4 ОПАСНЫЕ ФАКТОРЫ И ИХ АНАЛИЗ	77
4.4.1 Электробезопасность	77
4.4.2 Пожаробезопасность.....	78
4.4.3 Механические травмы	81
4.5 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	82
4.5.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу	82
4.5.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу	83
4.5.3 Анализ воздействия объекта на литосферу	83
4.6 МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ПРИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ	84
4.7 ВЫВОД.....	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88

Введение

Крапивинское нефтяное месторождение открыто в 1985 г., введено в промышленную эксплуатацию в 1998 г. Нефтеносность связана с продуктивными пластами горизонта Ю1 (пласт Ю₁² и Ю₁³). Выделен единый разработки – Ю₁²⁺³.

Месторождение разрабатывается двумя недропользователями - ОАО «Томскнефть» ВНК и ООО «Газпромнефть-Восток», действующие на основании соответствующих лицензий.

По состоянию на 01.01.2015 г. на месторождении было пробурено всего 652 скважины, входящих в фонд добывающих нефтяных скважин, фонд нагнетательных скважин, фонд специальных скважин.

Актуальность выбора выпускной квалификационной работы обусловлена высокими темпами падения базовой добычи нефти на Крапивинском нефтяном месторождении, связанными в т.ч. с низкой эффективностью реализуемой системы ППД. Рассмотренная тема позволяет пролить свет на геологические причины данного явления, и на их основе выработать оптимальное решение по дальнейшей разработке.

Для того чтобы обосновать необходимость смены системы разработки, должны быть максимально освещены вопросы, связанные с фильтрационной неоднородностью и её направленностью по площади и по разрезу.

Целью работы является анализ геологического строения южной залежи Крапивинского месторождения с целью выбора системы разработки.

Задачами являются:

- Анализ геологического строения и нефтегазоносности продуктивного горизонта Ю1.
- Оценка фильтрационно-ёмкостных параметров изучаемого объекта.
- Выявление наиболее перспективной системы разработки южной залежи Крапивинского месторождения.

1 Геологическое строение Крапивинского нефтяного месторождения

1.1 Географо-экономическая характеристика

Основная часть Крапивинского месторождения расположена в Томской области, его небольшая по площади юго-западная часть (район скважин 200, 220, 221) входит в состав Омской области

Месторождение входит в Игольскую группу месторождений, среди которых наиболее крупными являются разрабатываемые Крапивинское, Игольско-Таловое (50 км на юго-восток) и Двуреченское (объединяющее Двуреченскую, Лесмуровскую и Западно-Моисеевскую площади – в 7 км на север) нефтяные месторождения. Ближайшие разведанные и подготовленные к разработке мелкие месторождения – Моисеевское (17 км на Северо-восток), Тагайское (17 км на восток), Карайское (25 км на юго-восток), Западно-Карайское (10 км на юг). Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от 93 до 125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг.

С экономической точки зрения район развит слабо. Расположенные по близости населенные пункты находятся в 70 км в сторону северо-востока Крапивинского месторождения: поселок Новый Васюган, в 50 км на юго-восток - вахтовый поселок Игол [2].

1.2 Нефтегазоносность

На Крапивинском месторождении промышленная нефтегазоносность разреза связывается с двумя песчаными пластами горизонта $Ю_1^1$ васюганской свиты - $Ю_1^2$ и $Ю_1^3$, разделенных углисто-глинистой перемычкой $Ю_1^{му}$ толщиной от 2 до 10 м.

Пласты неоднородные, не выдержаны по мощности, литологии и фациям, коллекторским свойствам, продуктивности. В плане залежи пласты не имеют замкнутого контура нефтеносности на одну ловушку, пространственно и

структурно обособляются в виде самостоятельных локальных участков со сложным, смешанным типом экранирования, в т. ч. структурным, литологическим, стратиграфическим. Месторождение относится к многопластовым, нефтяным, по запасам нефти – к категории крупных. [6]

Основные геологические запасы нефти (более 80%) сконцентрированы в пласте Ю₁³, который характеризуется распространением в его составе высоко- средне- и низкопроницаемых типов коллекторов. Пласт Ю₁² представляется как низкопроницаемый, маломощный и низкопродуктивный.

Особенностью нефтеносного резервуара является «скачкообразное» поведение водонефтяного контакта (ВНК) с разницей абсолютных отметок до 70 м [6]. Ниже приводится характеристика месторождения отдельно по участкам пластов Ю₁² и Ю₁³.

Пласт Ю₁²

Южный участок (залежь) занимает обширную область южнее Центрального участка. С северо-востока, востока и юго-востока участок ограничен тектоническим (литологическим) экраном, а с юго-запада – зоной отсутствия коллектора. В Томской части пробурено 192 скважины. В Омской части - 103 скважины. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0 до 5,6 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 197Р, 221Р, 226Р. Притоки нефти, полученные при испытании, имеют низкие значения дебитов. Максимальный дебит притока нефти по разведочным скважинам составил 2,86 м³/сут на штуцере 3 мм при испытании скважины № 197Р в интервале 2673,0-2677,0 м (а. о. минус 2548,5 -2553,5 м). Водонефтяной контакт в скважинах не вскрыт, но поскольку в скважине № 221Р пласт полностью нефтенасыщен до абсолютной отметки минус 2624 м, а в скважинах №№ 389, 422, 550, 676, 705 на этой отметке отмечается кровля водонасыщенного пласта, то ВНК принят на отметке минус 2624 м [1].

Пласт Ю₁³

Южный участок (залежь) – по бурению эксплуатационных скважин в северной части (район скважины № 226Р) ВНК в этой зоне – принят на а. о. минус

2620 м. По остальной части участка ВНК принят на а. о. минус 2630-2650 м. Участок расположен на юге месторождения. С севера участок ограничен «литологическим» экраном, проведенным между скважинами №№ 471, 1309 (Центральный участок) с одной стороны и 226Р, 210Р с другой; с востока – системой тектонических экранов. В Томской части пробурено 201 скважина. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется в широком диапазоне и достигает 23,4 м, в среднем составляя 12,7 м. В Омской части пробурено 157 скважина. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 24 м, в среднем составляя 12 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 197Р, 218Р, 200Р, 220Р, 221Р, 222Р, 223Р, 226Р, 233Р 453, 489, 522, 549. В скважине 522 из интервала 3026-3046 м (а. о. минус 2633-2653,1 м) получен максимальный приток нефти дебитом 88,4 т/сут на динамическом уровне минус 1781 м. По данным ГИС пласт нефтенасыщен до подошвы примерно в 50 % фонда скважин. В пределах участка выделена обширная водонефтяная зона, в которой ВНК изменяется в широком диапазоне; наиболее высокие отметки зафиксированы в северной части (район скважины № 226Р) минус 2617 м (скважина № 564). Скважины №№ 783, 558зк имеют водоносную характеристику по ГИС с отметкой кровли водоносного пласта минус 2640-2651 м. Максимальная отметка нефтенасыщения зафиксирована в скважине № 556зк минус 2652 м. ВНК принят на отметке минус 2620-2650 м.

Статистические показатели неоднородности пластов приводятся в таблице 2.1.

Пласты $Ю_1^2$ и $Ю_1^3$ разделены глинисто-алевролитовой пачкой мощностью от 2 до 15 м, в среднем составляя 7,5 м. Максимальная мощность сосредоточена на Северном участке месторождения, минимальные значения распределены небольшими локальными частями в пределах всего месторождения и сосредоточены в срединной его части. В объеме этой глинисто-алевролитовой пачки фрагментарно выделяется пласт $Ю_1^м$, который является неколлектором. Толщины изменяются от 0,5 до 4 м, в среднем составляя 1 м. Как водоносный коллектор, данная пачка развита в 6 скважинах. Толщины

изменяются от 0,6 до 1,8 м, составляя в среднем 0,8 м. Эти одиночные скважины сосредоточены в Северном участке и не связаны между собой. В контуре месторождения, водоносную характеристику, имеют 4 скважины, что не является препятствием для проведения МУН, в том числе и ГРП.

Таблица 1.1 – Характеристика толщин и неоднородности продуктивных пластов

Параметр	Показатели		Пласт Ю ₁ ²			Пласт Ю ₁ ³		
			НЗ	ВНЗ	По залеж и	НЗ	ВНЗ	По залеж и
Общая толщина (в пределах проницаемой части пласта), м	среднее значение		2,8	3,7	2,8	15,8	15,3	14,8
	коэффициент вариации		0,39	0,16	0,39	0,16	0,67	0,23
	интервал	от	0,6	2,8	0,6	4,4	5,4	4,4
	изменения	до	16,1	4,6	16,1	32,1	38	38
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	среднее значение		2,3	2,1	2,5	14,7	8,6	11,8
	коэффициент вариации		0,34	0,44	0,34	0,27	0,44	0,31
	интервал	от	0,6	0,6	0,6	0,9	0,9	0,9
	изменения	до	16,1	2,7	16,1	24,7	27,2	27,2
Эффективная водонасыщенная толщина, м	среднее значение		-	2,6	2,6	-	5,8	5,8
	коэффициент вариации		-	0,46	0,46	-	0,53	0,53
	интервал	от	-	1,2	1,2	-	0,5	0,5
	изменения	до	-	2,5	2,5	-	30,5	30,5
Коэффициент песчанистости доли ед.	среднее значение		0,65	0,63	0,63	0,66	0,71	0,68
	коэффициент вариации		0,25	0,23	0,25	0,18	0,17	0,18
	интервал	от	0,17	0,16	0,16	0,17	0,26	0,17
	изменения	до	0,92	0,88	0,92	1	1	1
Коэффициент расчлененности, доли ед.	среднее значение		1,2	1,2	1,2	1,9	1,9	1,9
	коэффициент вариации		0,41	0,27	0,29	0,34	0,36	0,36
	интервал	от	1	1	1	1	1	1
	изменения	до	4	2	4	9	5	9

1.3 Физико-химические свойства пластового флюида

На месторождении выявлены продуктивные пласты Ю₁² и Ю₁³. Основные промышленные запасы на Крапивинском месторождении связаны с пластом Ю₁³.

На момент подсчета запасов 01.2010 года флюиды Крапивинского месторождения охарактеризованы 87 поверхностными пробами нефти из 44 скважин и 80 глубинными пробами нефти из 27 скважин. Пробы отобраны с пластов Ю₁², Ю₁³ и Ю₁²+Ю₁³.

Исследовательские работы выполнены в лабораториях ООО «Геоэкология», Тюменской Центральной лабораторией (ТЦЛ), ОАО «ТомскНИПИнефть», ТПУ.

Все исследования проб нефти выполнены с учетом требований отраслевых стандартов ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

При подсчете запасов 2010 года анализ фактического материала по физико-химическим свойствам флюидов Крапивинского месторождения показал, что залежи месторождения охарактеризованы неравномерно. По пласту Ю₁³ наиболее полно охарактеризованы Северная и Южная залежи. Восточная залежь глубинными пробами не охарактеризована. По пласту Ю₁² глубинными пробами охарактеризован только Северный и Юго-Западный участки.

В марте 2010 году со скважин месторождения по всей площади были отобраны и исследованы 156 поверхностных проб нефти. Пробы отбирались с целью проследить изменение параметров разгазированной нефти по площади. На рисунках 1.1-1.3 показано изменение основных параметров поверхностных проб нефти, из скважин, работающих на пласт Ю₁²+Ю₁³ с глубиной по участкам месторождения [4].

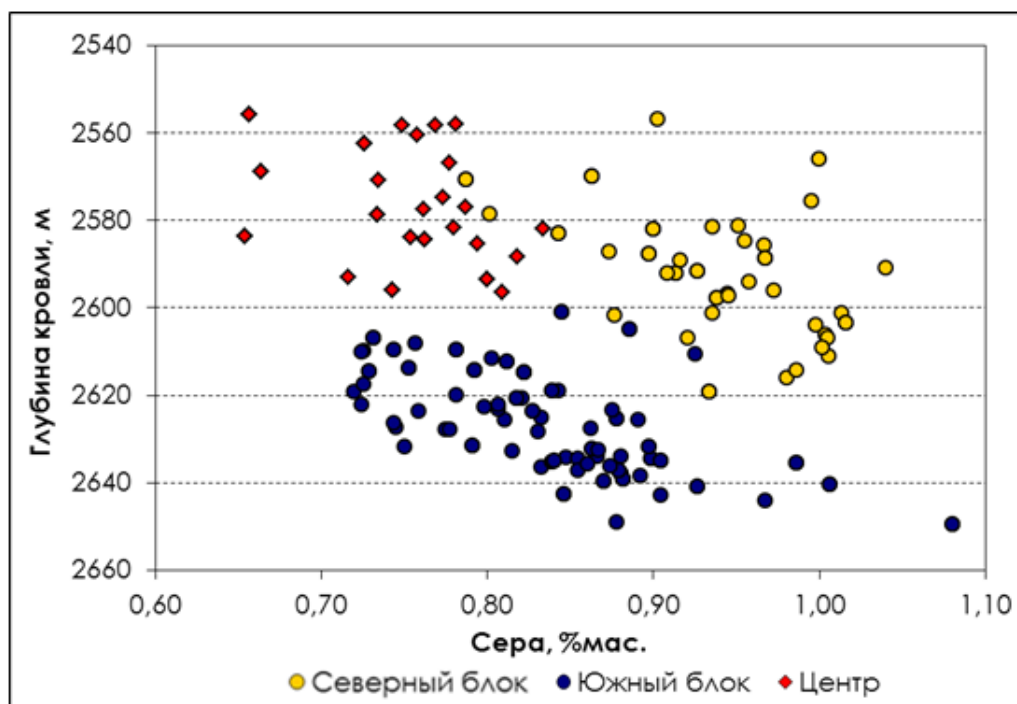


Рисунок 1.1 - Массовое содержание серы в нефти совместных пластов Ю₁²+Ю₁³ по участкам месторождения

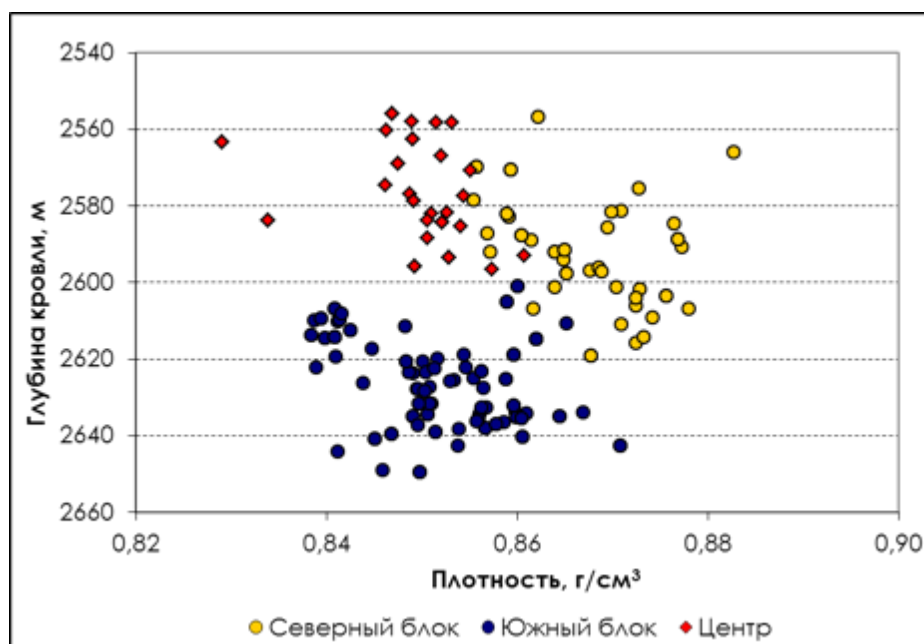


Рисунок 1.2 - Плотность нефти совместных пластов Ю₁²+Ю₁³ по участкам месторождения

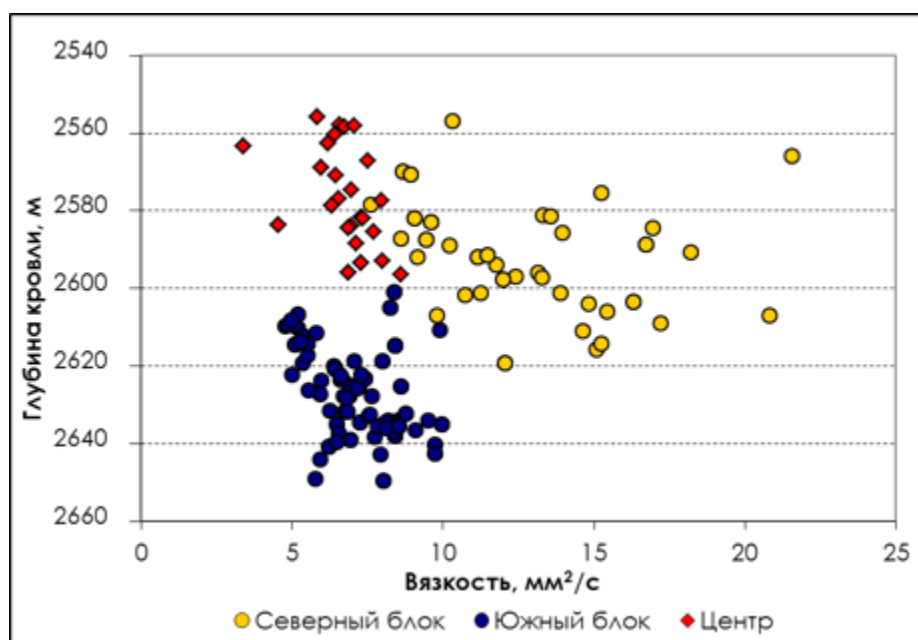


Рисунок 1.3 - Вязкость нефти совместных пластов Ю₁²+Ю₁³ по участкам месторождения

Для пласта Ю₁² не удалось построить распределение параметров из-за малого количества отобранных проб нефти из скважин, которые эксплуатируются на этот пласт. Как видно на рисунках, плотность нефти Южного участка месторождения находится в основном в диапазоне от 0,840 до 0,860 г/см³. Значения плотности выше 0,860 г/см³ имеют единичные пробы Южного участка. С глубиной происходит утяжеление нефти. Наиболее отчетливый тренд наблюдается для пласта Ю₁³ Южного участка,

Пласт Ю₁²

Южная залежь охарактеризована только поверхностными пробами, отобранными из скважин № 197Р, 210Р, 226Р. Физико-химические свойства нефти характеризуются следующими значениями: плотность при стандартных условиях составила 854,1 кг/м³, вязкость при 20 °С -6,47 мПа*с, при 50 °С– 3,52 мПа*с. Содержание серы составило 0,74 % масс., парафинов - 2,96 % масс., смол силикагелевых – 6,95 % масс, асфальтенов –2,80 % масс. Выход легких фракций до 300 °С – 53,0 % об. Нефть этой залежи характеризуется как средняя, маловязкая, сернистая, парафинистая. Согласно ГОСТ 51852-2002 нефть относится к 2 типу и 2 классу.

Южная залежь пласта Ю₁² глубинными пробами не охарактеризована. Учитывая близкие свойства разгазированной нефти с нефтью юго-западной залежи, рекомендуем свойства пластовой нефти принять по аналогии с нефтью юго-западного участка. Газовый фактор нефти составил значений 54 м³/т, давление насыщения нефти газом – 7,3 МПа, плотность пластовой нефти – 789,0 кг/м³, плотность разгазированной нефти – 837,0 кг/м³, объемный коэффициент – 1,109.

Компонентный состав пластовой и разгазированной нефти и газа представлен в таблице 1.2, свойства пластовой нефти в таблице 1.3&

Таблица 1.2 – Компонентный состав пластовой, разгазированной нефти и газа пласта Ю₁² Южной залежи

Компонент	Компонентный состав, % мольн.				
	нефти при однократном разгазиро- вании	нефти при дифферен- циальном разгазиро- вании	газа при одно- кратном разгазиро- вании	газа при дифферен- циальном разгазиро- вании	пластовой нефти
CO ₂	0,04	0,01	2,33	2,39	0,70
N ₂ +редкие	0,00	0,00	1,69	1,79	0,52
Метан	0,29	0,16	60,69	64,04	18,63
Этан	0,23	2,07	6,99	7,22	2,22
Пропан	1,56	1,25	12,76	11,83	4,91
i-Бутан	0,98	2,44	3,17	2,24	1,54
n-Бутан	3,57	4,34	7,51	5,40	4,65
i-Пентан	2,25	3,65	1,93	1,26	2,10
n-Пентан	3,47	6,87	1,97	1,47	3,02
Гексан+высшие	87,60	79,21	0,96	2,37	61,71
Молярная масса	185,0	183,0	29,30	27,80	138,0
Молярная масса остатка					204,0

Таблица 1.3 – Свойства пластовой нефти пласта Ю₁² южной залежи

Параметры	Диапазон изменения	Среднее значение
1	2	3
Свойства пластовой нефти		
Пластовое давление, МПа		27,1
Пластовая температура, оС		94
Давление насыщения нефти газом, МПа		7,3
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м3/т		54,5
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т		54,0
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³		789,0
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с		1,17
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴		8,8
Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м ³ – при однократном (стандартном) разгазировании – дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		1,222 1,159
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³ – при однократном (стандартном) разгазировании – дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		839,0 837,0
Пересчетный коэффициент		0,902
Количество исследованных скважин / проб		-
Свойства дегазированной нефти		
Плотность дегазированной нефти по поверхностным	837,1-833,0	854,1
Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мПа*с – при 20°С – при 50°С	4,60-9,20 2,44-4,30	6,97 3,52
Температура застывания дегазированной нефти, °С	(-14)-(-19)	-17
Массовое содержание – серы – смол силикагелевых – асфальтенов – парафинов	0,55-0,88 5,44-9,32 1,90-4,26 1,86-4,96	0,74 6,95 2,80 2,96

Содержание микрокомпонентов, г/т – ванадий – никель		- -
Температура начала кипения, °С	60-88	70
Фракционный состав (объемное содержание фракций) , %		
до 100°С	3,0-12,0	8,0
до 150°С	13,0-23,0	19,0
до 200°С	24,0-36,0	31,0
до 250°С	34,0-47,0	42,0
до 300°С	45,0-58,0	53,0
Количество исследованных поверхностных проб (скважин)		3(3)

Пласт Ю₁³

Из пласта Ю₁³ южной залежи отобрано 24 глубинных пробы нефти из 8 скважин. Анализ результатов исследования показал, что проба нефти, отобранная на стадии разведки скважины № 222Р, имеет заниженный газовый фактор в отличие от результатов трех качественных глубинных проб, отобранных из этой же скважины в более позднее время 2001 г. Некачественная проба была забракована.

По результатам исследования глубинной пробы из скважины № 549 значение газосодержания (100 м³/т) значительно превысило величины этого параметра, полученные для юрского горизонта Крапивинского месторождения. Кроме того, из трех параллельно отобранных из этой скважины проб лишь один пробоотборник содержал нефть и воду, два остальных содержали только воду. Глубинная проба из скважины № 549 забракована.

Газовый фактор после ступенчатой сепарации составил значение 43 м³/т, давление насыщения – 5,8 МПа, плотность пластовой нефти – 787 кг/м³, вязкость в условиях пласта – 1,10 мПа*с, объемный коэффициент 1,122, плотность разгазированной нефти – 846,0 кг/м³.

По результатам анализа 21 поверхностной пробы, отобранных из 12 скважин, физико-химические свойства нефти характеризуются следующими

показателями: плотность при стандартных условиях составила 849,0 кг/м³; вязкость при 20 °С – 5,97 мПа*с, при 50 °С – 2,90 мПа*с. Содержание серы составило 0,74 % мас., парафинов – 2,74 % масс., смол силикагелевых – 6,50 % масс., асфальтенов – 2,59 % масс. Выход легких фракций до 300 °С – 52,5 % об. Нефть характеризуется как легкая, маловязкая, сернистая, парафинистая. Согласно ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится ко 1 типу и к 2 классу. Параметры пластовой и разгазированной нефти Южного участка приведены в таблице 1.5.

Компонентный состав пластовой, разгазированной нефти и газа представлен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Компонентный состав пластовой, разгазированной нефти и газа пласта Ю₁³ Южной залежи

Компонент	Компонентный состав, % мольн.				
	нефти при однократном разгазировании	нефти при дифференциальном разгазировании	газа при однократном разгазировании	газа при дифференциальном разгазировании	пластовой нефти
СО ₂	0,00	0,04	2,56	2,82	0,70
N ₂ +редкие	0,00	0,00	1,78	1,88	0,46
Метан	0,09	0,09	59,74	68,00	16,28
Этан	0,17	0,33	8,36	8,58	2,29
Пропан	1,25	2,54	14,58	11,39	4,63
i-Бутан	0,70	1,16	3,22	1,84	1,32
n-Бутан	2,40	3,27	6,04	3,52	3,32
i-Пентан	1,62	1,85	1,58	0,78	1,59
n-Пентан	2,40	2,50	1,35	0,78	2,09
Гексан+высшие	91,37	88,22	0,78	0,41	67,31
Молярная масса	184,0	180,0	28,32	24,88	143,0
Молярная масса остатка					203,0

Таблица 1.5 – Свойства пластовой нефти пласта Ю₁³ Южной залежи

Параметры	Диапазон изменения	Среднее значение
-----------	--------------------	------------------

1	2	3
Свойства пластовой нефти		
Пластовое давление, МПа		27,2
Пластовая температура, °С		93
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,1-7,8	5,8
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м³/т	31,9-57,6	47,0
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м³/т	28,9-56,0	43,0
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м³	757,0-814,0	787,0
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с	0,81-1,51	1,10
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти,	8,2-12,7	9,7
Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м³		
– при однократном (стандартном) разгазировании	1,089-1,331	1,181
– дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0,848-1,292	1,020
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м³		
– при однократном (стандартном) разгазировании	836,5-857,2	848,0
– дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	834,0-854,0	846,0
Пересчетный коэффициент	0,838-0,936	0,891
Количество исследованных скважин / проб		7/22
Свойства дегазированной нефти		
Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м³	840,7-863,0	849,0
Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мПа*с		
– при 20 °С	4,12-8,98	5,97
– при 50 °С	2,23-4,73	2,90
Температура застывания дегазированной нефти, °С	(-5)-(-36)	-19
Массовое содержание		
– серы	0,50-0,84	0,74
– смол силикагелевых	4,62-9,51	6,50
– асфальтенов	1,70-4,04	2,59
– парафинов	1,58-6,12	2,74
Содержание микрокомпонентов, г/т		
– ванадий		-
– никель		-

Температура начала кипения, °С	48-98	65
Фракционный состав (объемное содержание фракций) , %		
до 100 °С	-	-
до 150 °С	12,0-25,0	16,0
до 200 °С	22,0-36,0	28,5
до 250 °С	32,5-51,0	40,5
до 300 °С	46,0-62,0	52,5
Количество исследованных поверхностных проб (скважин)		21(12)

2 Обоснование смены системы разработки на южной залежи Крапивинского нефтяного месторождения

2.1 Анализ геологического строения горизонта Ю₁

На данном месторождении принята блоковая модель. Выделены пять блоков в пласте Ю₁³ – Северный, Восточный, Центральный, Южный, Юго-восточный и шесть – на пласте Ю₁² – Северный, Восточный, Центральный, Южный, Юго-восточный, Юго-западный.

Данные блоки отделены между собой «литологическими» экранами, относящимися к зонам деструкции, тектоническим нарушениями и, частично, к зонам замещения (глинизации) коллектора.

Зоны деструкции, скорее всего, сопряжены с зонами повышенной проницаемости – «шовными» зонами, по которым из недр поступают минерализованные флюиды. Эти флюиды, передвигаясь в благоприятном направлении, способствовали улучшению ФЕС (западная часть пласта Ю₁³), а также создавали непроницаемые экраны вдоль выделенных зон деструкций.

Система «литологических» экранов имеет наследственный характер. Она развита как в пласте Ю₁³, так и в пласте Ю₁². Так как пласт Ю₁³ изучен больше, и является основным подсчетным объектом, основная модель построена в большей части на его данных.

Для разделения пласта Ю₁³ на отдельные изолированные блоки использовался комплексный подход:

- фактические скважинные данные;
- расчет уровня свободной воды (зеркала воды);
- физико-химические свойства нефти;
- фильтрационно-емкостные свойства;
- особенности керна;
- зоны деструкции, выделяемые по результатам интерпретации 3D

сейсмики.

Ниже приводятся краткие выводы по каждому методу.

Фактические скважинные данные

Блоковая модель подтверждается фактическими скважинными данными. По результатам интерпретации ГИС и опробования зафиксированы разные уровни ВНК с перепадом в 30-40 м в скважинах, которые располагаются на расстоянии двух-трех эксплуатационных сеток друг от друга (рисунок 2.1).

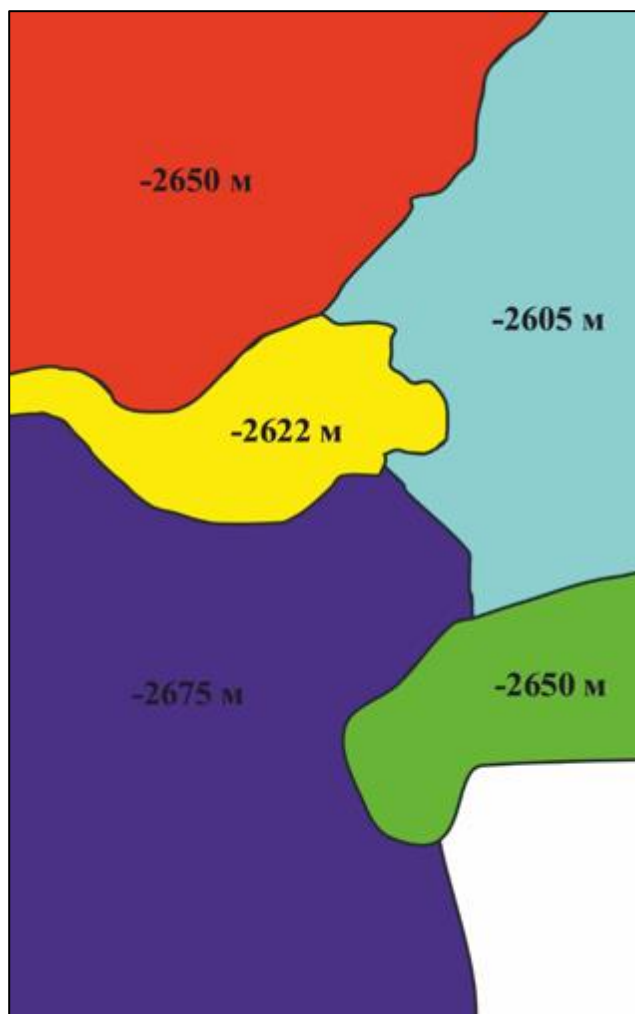


Рисунок 2.1 – Блоковая модель пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения

По физико-химическим свойствам нефти также наблюдается обособление блоков с легкой и более тяжелой нефтью. Причем по пласту Ю₁² наблюдается большая дискретизация плотности нефти по сравнению с пластом Ю₁³ (рисунок 2.2).

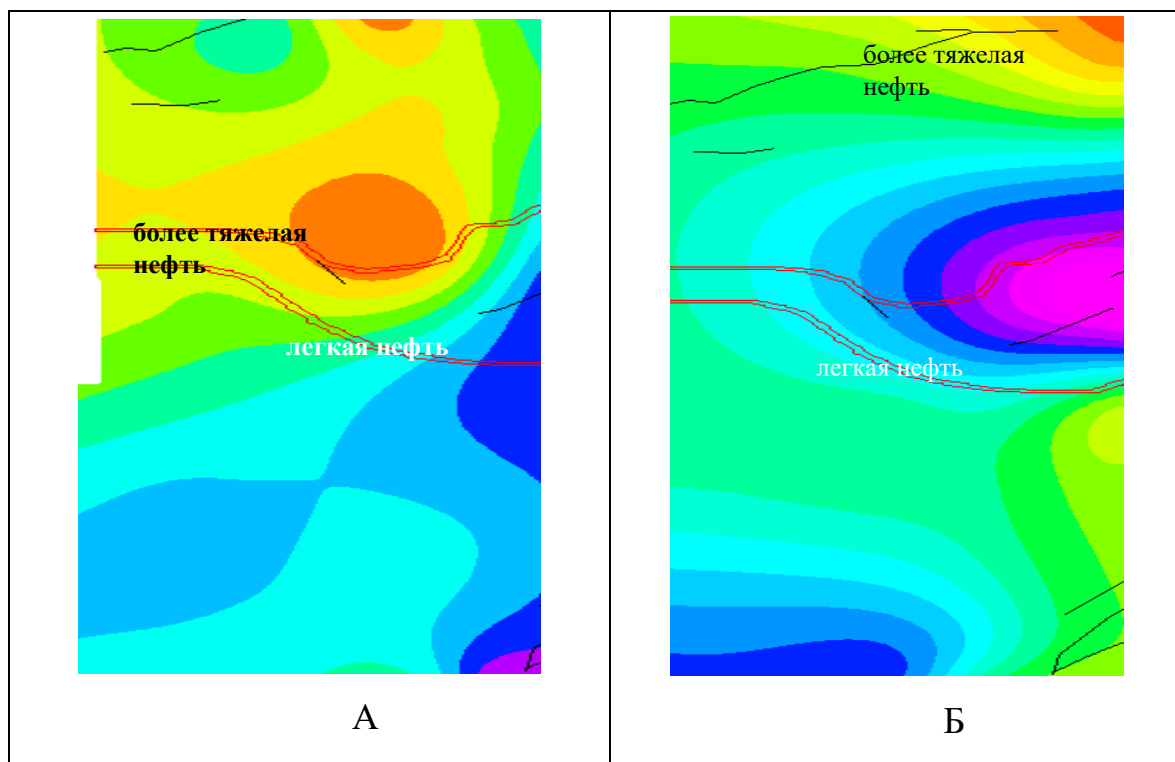


Рисунок 2.2 – Схематические карты плотности нефти продуктивных пластов Крапивинского месторождения: А – пласт Ю₁³, Б – пласт Ю₁²

Коллекторские свойства

Из анализа ФЕС видно, что при близких коллекторских свойствах, например, района скважин 226Р и 225Р или района скважин 192Р и 206Р, существуют значительные перепады ВНК в этих скважинах от 30 до 65 м соответственно, подтвержденные ГИС и опробованием.

Керн

На микроуровне, в шлифах отмечают зоны уплотнения и разуплотнения, что также свидетельствует о наличии зон напряжения в районе работ (рисунок 2.3).

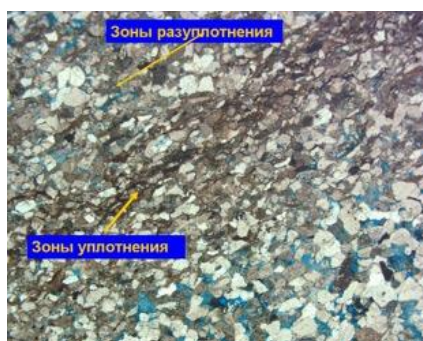


Рисунок 2.3 – Фотография шлифа скважины 230Р, пласт Ю₁³

Зоны деструкции, выделяемые по результатам интерпретации 3D-сейсмики

По результатам интерпретации 3D сейсмики были выделены зоны деструкции. Данная информация содержится в отчете «Переинтерпретация материалов сейсморазведки 2Д/3Д на Крапивинском месторождении ОАО «Томскнефть» ВНК», который представлен и защищен на НТС ОАО «Томскнефть» ВНК в конце 2010 г. Описанные выше зоны деструкции прослеживаются на сейсмических разрезах (рисунок 2.4). Ниже на рисунке приведен меридиональный сейсмический разрез (через все месторождение) по линии скважин 205Р-225Р.

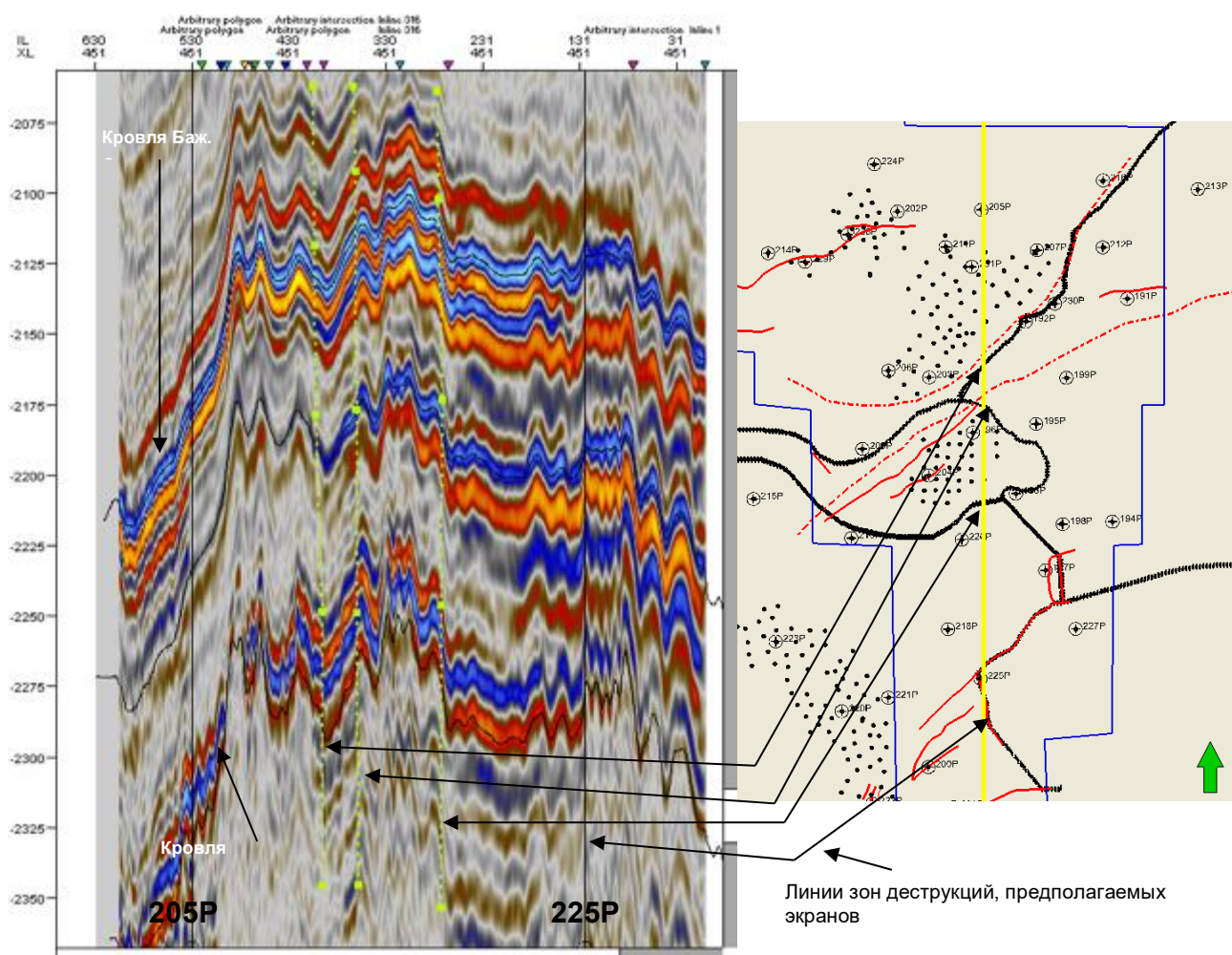


Рисунок 2.4 – Сейсмический разрез по линии скважин 205Р-225Р

Также, независимо от структурно-тектонической модели по результатам атрибутного анализа выделены непроницаемые зоны в Южном блоке месторождения, которые в плане совпадают с разломной моделью [5].

2.2 Результаты корреляции продуктивных пластов

В объеме толщи выделяется песчаный пласт $Ю_1^3$, который прослеживается в разрезах всех скважин описываемого месторождения и является наиболее мощным из всех других песчаных пластов горизонта $Ю_1$. Он является аналогом одноименного пласта на Двуреченском месторождении, расположенном севернее, в непосредственной близости от описываемого. По каротажу он выделяется резкой аномалией ПС и ГК. Пласт представлен песчаниками средне- мелко- и тонкозернистыми с тонкими глинисто-алевролитовыми прослоями. Пласт представляет собой песчаное тело общей толщиной 11,8 – 41 м. Максимальная толщина отмечается на юго-западном склоне поднятия, минимальная – на северном склоне.

Снизу пласт ограничен мощной низкоомной глинистой пачкой нижневасюганской подсвиты, сверху – угольным пластом толщиной 1,0-4,5 м, хорошо интерпретируемым по комплексу радиоактивного и акустического каротажей и являющегося нижней границей межугольной толщи. Накопление терригенного материала пласта $Ю_1^3$ происходило в процессе регрессии морского бассейна, вызванной тектоническими подвижками положительного знака, произошедшими в конце позднего келловоя – начале раннего оксфорда. Регрессивный генезис пласта нашел своё отражение в форме кривых ПС и ГК: амплитуда их увеличивается снизу вверх.

Вышезалегающая межугольная ритмотолща повсеместно перекрывает подугольную. Отложения толщи сформированы преимущественно в условиях приморских болот и приливно-отливных отмелей. В объеме толщи выделяется песчаный пласт $Ю_1^M$ толщиной до 4 м. На юго-западе месторождения в скважинах омского лицензионного участка, отмечается размыв кровле

межугольной толщи. Здесь наблюдается слияние пласта Ю₁^М с вышележащим пластом (Ю₁²). Сверху толща ограничена либо угольным пластом У₁, либо тонким прослоем аргиллита, снизу - угольным пластом У₁^а.

Верхнюю часть горизонта Ю₁ составляет надугольная толща, представленная песчаным пластом Ю₁², мощность которого 2–8 м. Для пород пласта характерно образование в морских, относительно мелководных условиях. Это фации предфронтальной переходной зоны пляжа – биотурбированные «шельфовые» осадки. Пласт представлен песчаниками мелко- и тонкозернистыми. В строении его принимают участие либо 1 – в большинстве скважин, либо 2 пропластка (на юго-западе месторождения). В среднем толщина пласта не превышает первых метров, а на юго-западе (зона слияния с нижележащим пластом Ю₁^М) она увеличивается до 16 м (скважины 531 и 532).

Перекрывают пласт Ю₁² глинистые отложения георгиевской и баженовской свит.

2.3 Трассерные исследования.

На Томской части Крапивинского месторождения исследования по закачке меченой жидкости проводятся с 2003 года. Всего исследованиям подверглись следующие нагнетательные скважины:

в 2003 г. – №№ 156, 190Р, 299, 304;

в 2006 - 2007 гг. – №№ 61, 368;

в 2008 г. – №№ 419, 191, 170, 326;

в 2009 г. – №№ 156, 170, 364, 368, 393, 383, 385, 299, 805;

в 2010 г. – №№ 414, 387, 460, 1310, 1001;

в 2011 г. – №№ 458, 462, 477, 326, 314, 345, 414, 1003, 1302;

в 2012 г. – №№ 455, 460, 493, 630, 668, 764, 696, 719, 698, 724, 721, 735, 758, 760, 891;

в 2013 г. – №№ 511, 516, 552, 561, 562, 564, 566, 577, 602, 604, 636, 670, 710, 737, 755, 766, 864, 777, 1504;

в 2014 г. – №№ 522, 605, 616, 634, 727, 729, 784, 798, 1317.

До 2011 года все исследуемые скважины, кроме скважин №№ 1310 и 460 располагались в северной части месторождения.

С 2011 г. по 2014 г. исследования, в большей степени, проводились на южной части лицензионного участка, по мере его разбурирования.

В настоящей работе приведены только основные выводы по результатам исследований.

При выполнении трассерных исследований решались следующие основные задачи:

- установление гидродинамической связи и оценка взаимодействия нагнетательной скважины с окружающими добывающими скважинами;
- определение источников обводнения реагирующих добывающих скважин;
- определение текущих фильтрационно-емкостных параметров коллектора в зоне влияния нагнетательной скважины;
- контроль за процессом заводнения;
- уточнение протяженности и проницаемости разломов и литологических экранов;
- определение эффективности закачки;
- оценка эффективности применения МУН.

В процессе проведения индикаторных исследований уточнялось геологическое строение месторождения, определялось или подтверждалось наличие разломов, уточнялось их расположение, а также свойства разломов: проницаемость и проводимость в пределах исследуемых участков и на отдаленных расстояниях. В связи с тем, что большинство разломов представляют собой непроницаемые барьеры, продуктивная площадь Крапивинского месторождения поделена разломной тектоникой на гидродинамически независимые блоки.

Непроизводительная закачка за счет ухода воды в водонасыщенную область коллектора фиксируется, в большинстве случаев, на северной части месторождения. Продуктивные пласты характеризуются высокой зональной и послойной неоднородностью. На большинстве опытных участках наблюдается преимущественная и опережающая фильтрация достаточно больших объемов закачиваемой воды по высокопроницаемым каналам (частично по разломам) избирательно к нескольким (1-2) реагирующим скважинам. На некоторых опытных участках отмечается сложный характер поступления меченной жидкости – к дальним добывающим скважинам поступает индикатора больше, чем к ближним. Это обусловлено проводимостью разломов и наличием зон пониженных коллекторских свойств. В результате всего этого происходит неравномерный охват пластов заводнением по площади и разрезу участков и образование невыработанных и слабодренируемых зон. При этом необходимо отметить, что исследования не выявили однозначности анизотропии коллектора в каком-либо одном направлении, кроме северо-восточной части южного участка (рисунки 2.5- 2.7).

Для дальнейшего контроля гидродинамической ситуации необходимо продолжать трассерные исследования скважин, по результатам которых необходимо планирование и активное применение физико-химических методов (ПОТ) с целью выравнивания фронта закачки воды и вовлечения в разработку малоподвижных запасов.

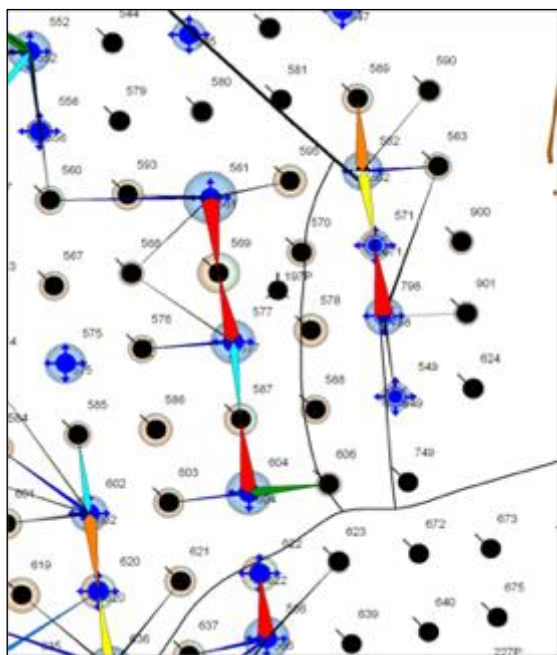


Рисунок 2.5 – Фрагмент карты
накопленных отборов и зачки со
схемой трассерных исследований
на 01.01.2015 г.

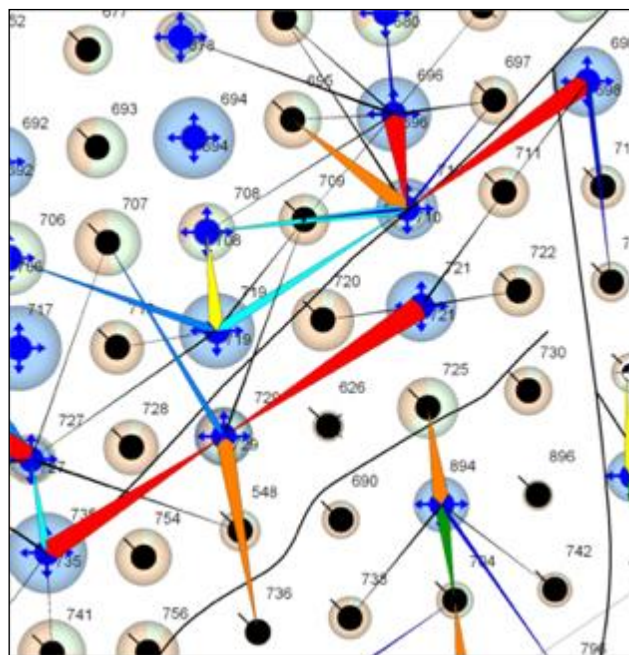


Рисунок 2.6 – Фрагмент карты
накопленных отборов и зачки со
схемой трассерных исследований
(сложный характер поступления
индикаторов)

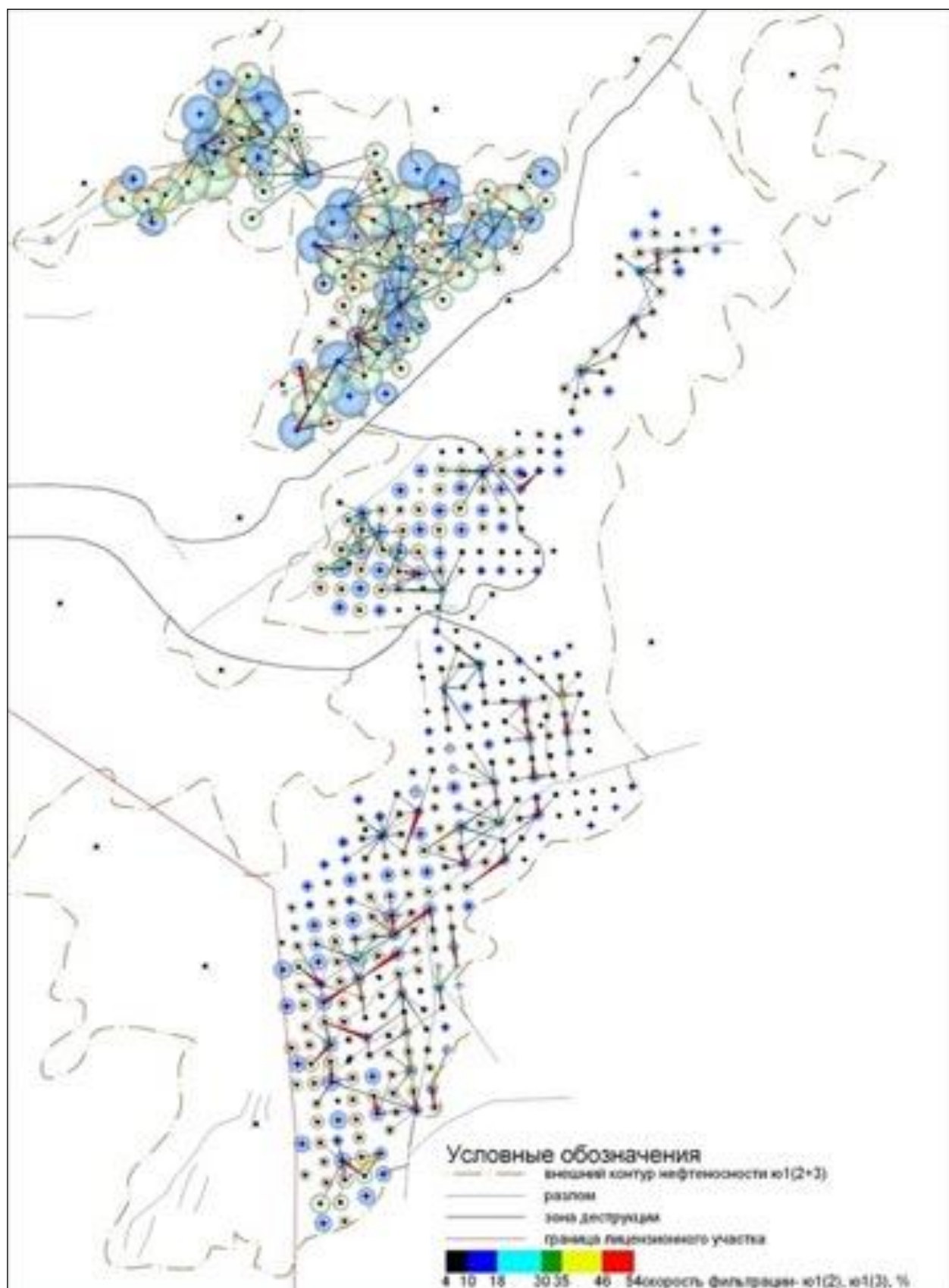


Рисунок 2.7 – Карта накопленных отборов и закачки со схемой трассерных исследований на 01.01.2015 год

2.4 Анализ трассерных исследований на предмет направления фильтрационных каналов

Выделение основных фильтрационных потоков по трассерным исследованиям.

В начале 2013 г. по оперативному анализу трассерных исследований, было отмечено, что по южной залежи возможно выделение двух преимущественных направлений развития фильтрационных каналов высокой проводимости: **северное** и **юго-западное**. Где-то вместо юго-западного направления присутствовало северо-восточное (соосное) направление (рисунки 2.8 – 2.9). Что являлось природой такого распределения фильтрационных каналов однозначно было сказать нельзя (высокопроницаемые каналы, развитие трещин авто-ГРП, анизотропия проницаемости...) Однако, несомненным являлся тот факт, что по выделенным основным каналам фильтрации, проходил основной массоперенос меченой жидкости.

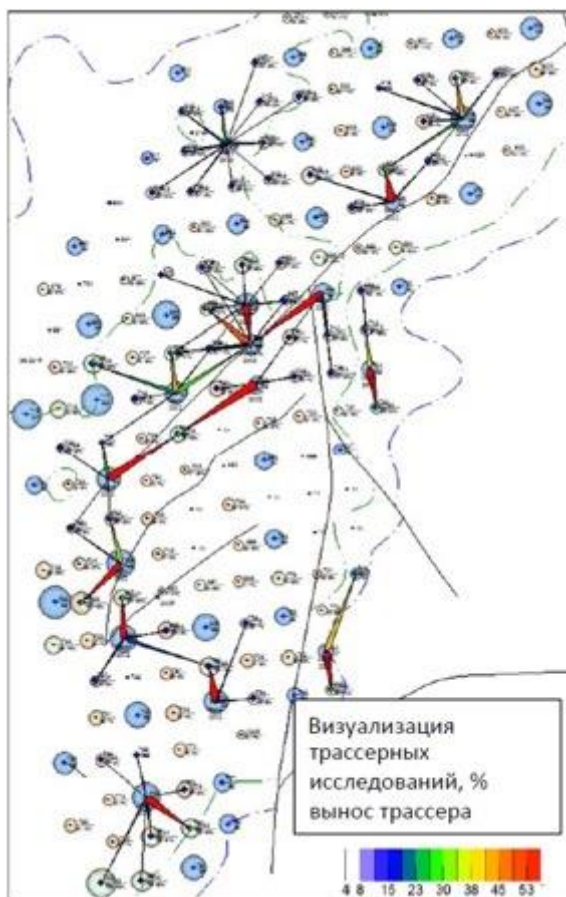


Рисунок 2.8 – Визуализация трассерных исследований

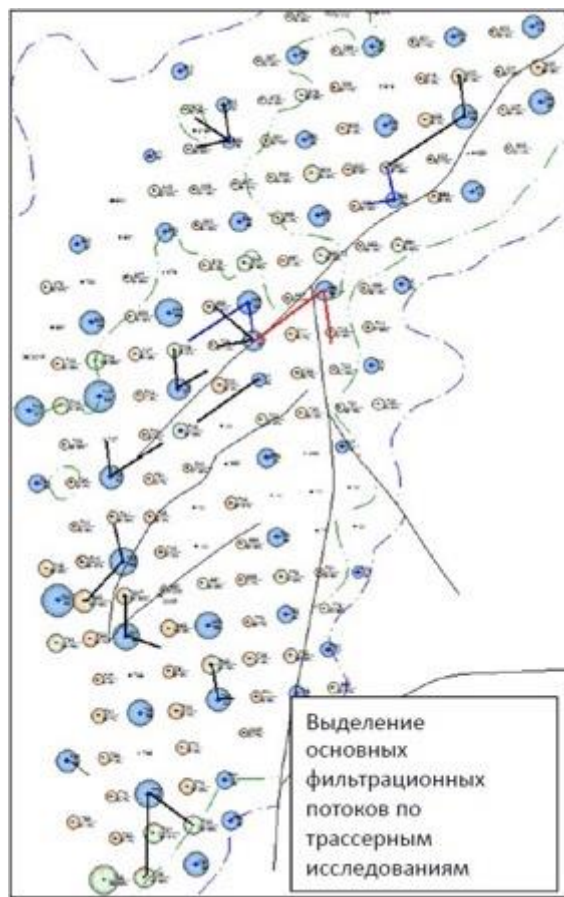


Рисунок 2.9 – Выделение основных фильтрационных потоков по трассерным исследованиям

Предположения о преимущественном развитии трещин ГРП (автоГРП)

В качестве анализируемой скважины с проведёнными трассерными исследованиями была выбрана скважина № 636, расположенная в центральной части южной залежи. Роза-диаграмма фильтрационных потоков по данной скважине на пласт Ю₁³ представлена на рисунке 2.10.

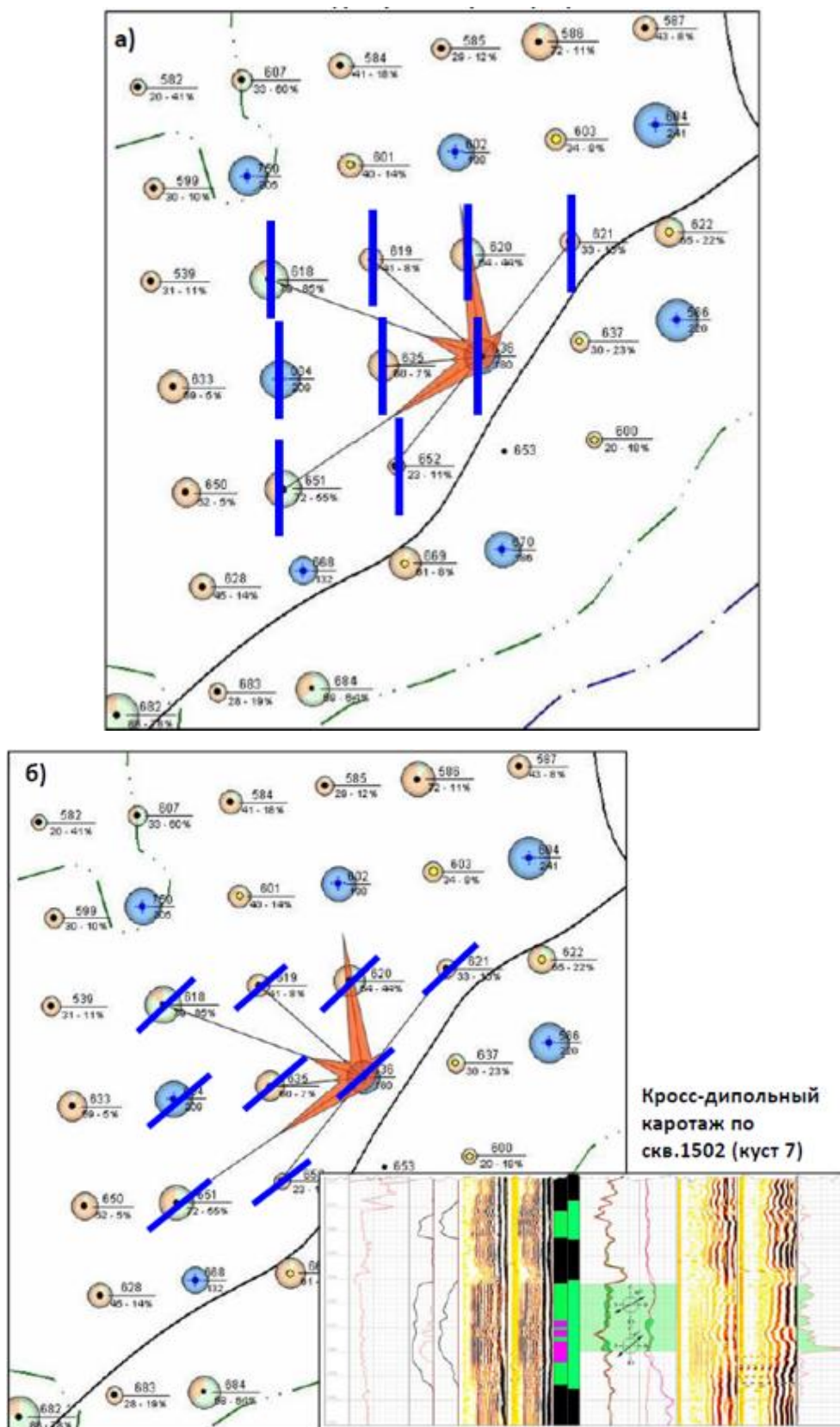


Рисунок 2.10 – Роза-диаграмма фильтрационных потоков по скв. №636 на пласт Ю₁³

Север-Юг

Предположение, что трещины ГРП и автоГРП распространяются в направлении Север-Юг, объясняет, почему не обводнялись скв. №№ 635, 652, до которых трассеры дошли в малом количестве. Но, отсутствовало объяснение обводнения скважины. № 651 (через ряд), в которую трассеры дошли в объеме 25%.

Юго-Запад – Северо-Восток

Предположение, что трещины ГРП и автоГРП распространяются в направлении Юго-Запад – Северо-Восток, согласно кросс-дипольному исследованию по скв. № 1502 (северо-восточная залежь), выполненному в 2010 г. (зенитный угол 47-59 градусов), не объясняет, почему не обводняются скв. №№ 621 и 652, а также почему обводняется скв. № 620 от скв. № 636? Хотя такое распространение трещин ГРП может объяснить, почему обводняется скв. № 651 от скв. № 636 (оси трещин ГРП могли совпасть), а также объяснить обводнение скв. № 620 таким же образом от скв. № 634 (через ряд, при совпадении осей ГРП).

Гипотеза образования не соосных трещин автоГРП

Трещины автоГРП могут распространяться не соосно [9]. Это может быть связано с разным механизмом при механическом ГРП и автоГРП.

При механическом ГРП происходит давление на призабойную зону пласта гелем, который плохо фильтруется в пласт, тем самым создается более равномерное напряженное состояние по кольцу скважины, что повышает вероятность образования соосных трещин.

При автоГРП механизм меняется: происходит фильтрация флюида в пласт, тем самым в зависимости от анизотропии коллекторских свойств, напряженно-деформационное состояние системы может становиться неравномерным (как показано на рисунке 2.12: видно, что поле высоких напряжений до образования трещин было не равномерное). При достижении пика напряжений в каких-то точках вокруг кольца скважины, по ним происходит растрескивание породы и стравливание напряжения. Таким

образом, таких трещин может быть от одной, до нескольких штук вокруг кольца скважины, в зависимости от анизотропии коллекторских свойств, и тем самым трещины могут быть не соосны.

При наличии механической трещины ГРП в призабойной зоне скважины может происходить уплотнения пропанта при высоких давлениях нагнетания воды и напряженно-деформационное состояние также становится не равномерным, что может привести к несоосным трещинам автоГРП.

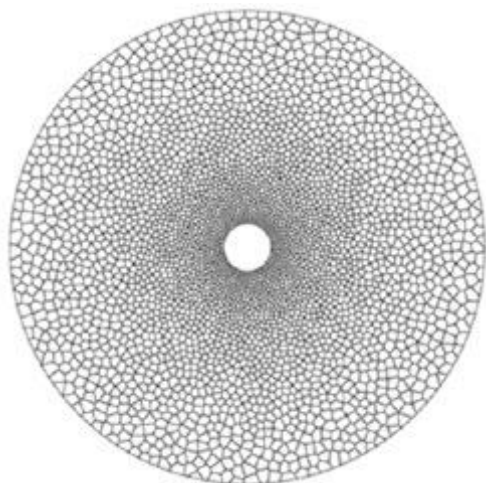


Рисунок 2.11 – Стохастически
плотнупакованная мозаика ячеек
по Вороным, решетка конечных
элементов (модельное
представление трехмерного
объекта)

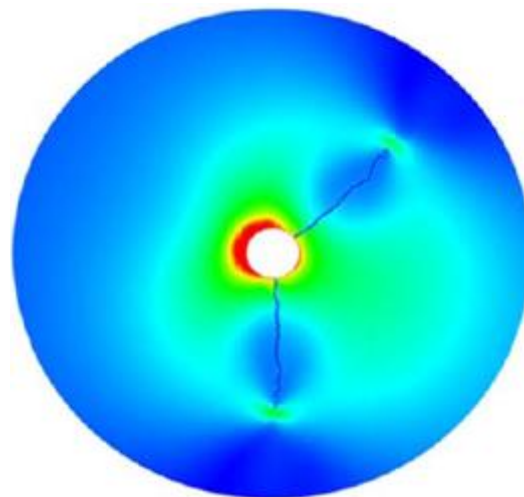


Рисунок 2.12 – Моделирование
методом конечных элементов
процесса автоГРП в призабойной
зоне пласта. Показано поле
максимальных напряжений и
вероятное развитие трещин

По результату проведённого анализа были сделаны следующие выводы:

- направление фильтрационных каналов высокой проводимости не говорит о направлении распространения трещин ГРП (автоГРП);
- предположение о распространении трещин в направлении Север-Юг и Северо-Восток – Юго-Запад дополняют друг друга в пользу обводняющихся скважин и направлений фильтрационных каналов высокой проводимости по трассерам;

- по отдельности данные предположения не подтверждаются трассерными исследованиями;
- по трассерным исследованием можно сделать заключение о неравномерном распределении закачки по латерали;
- была рассмотрена гипотеза о несоосном распространении трещин автоГРП, которая предполагает, что распространение трещин в породе – это неконтролируемый и вероятностный процесс, который зависит от многих факторов (неоднородность породы, напряженно-деформационное состояние системы, термодинамики пласта).

2.5 Анализ динамики обводнения и выработки запасов по скважинам Южной залежи

Южный участок введен в разработку в апреле 2009 года скважиной № 218Р, интенсивное бурение началось в 2010 году. Действующим проектным документом предполагалось формирование площадной девятиточечной системы вытеснения в сочетании с приконтурным заводнением. Расстояние между скважинами 500*500 м с разрежением в краевых зонах до 700*700 м. Фильтрационно-емкостные свойства пластов оказались ниже прогнозных. Результат – невозможность обеспечить компенсацию отборов девятиточечной системой разработки (соотношение добывающих скважин к нагнетательным 3:1).

В середине 2013 г. был проведён анализ динамики обводнения и выработки запасов по скважинам Южной залежи Крапивинского месторождения.

Было отмечено, что при увеличении темпов закачки для компенсации отборов наблюдался прорыв нагнетаемой воды во всех добывающих скважинах, расположенных между нагнетательными скважинами, в северо-южном направлении.

При анализе работы добывающих скважин южной залежи был выделен участок скважин со сформированной системой ППД и продолжительной работой скважин. В зависимости от местоположения в элементе заводнения (рисунок 2.13) добывающие скважины разделились на три группы: 1 - расположенные между нагнетательными скважинами по направлению север-юг; 2 - расположенные по направлению запад-восток; 3 - расположенные в центре.

Были оценены начальные извлекаемые запасы по группам и прогнозная выработка извлекаемых запасов по ВНФ (рисунок 2.14).

В результате можно сделать следующие выводы:

- по скважинам Гр.1 (Север-Юг) отмечается резкий темп обводнения продукции, что может привести к невыработке НИЗ под скважинами;
- по скважинам Гр.2 (Запад-Восток) динамика обводнения скважин слабая. По прогнозу ВНФ накопленная добыча по скважинам Гр.2 превышает НИЗ;
- по скважинам Гр.3 (центр сетки) динамика обводнения скважин средняя. По прогнозу ВНФ, НИЗ под скважинами Гр.3 вырабатываются полностью.

Из-за неравномерной выработки запасов по группам скважин южной части месторождения прогнозируется недостижение проектного КИН.

Также скважины Гр.1 характеризуются преждевременной обводненностью по сопоставлению с извлеченными запасами по характеристике вытеснения Дикстра-Парсонса (рисунок 2.15).

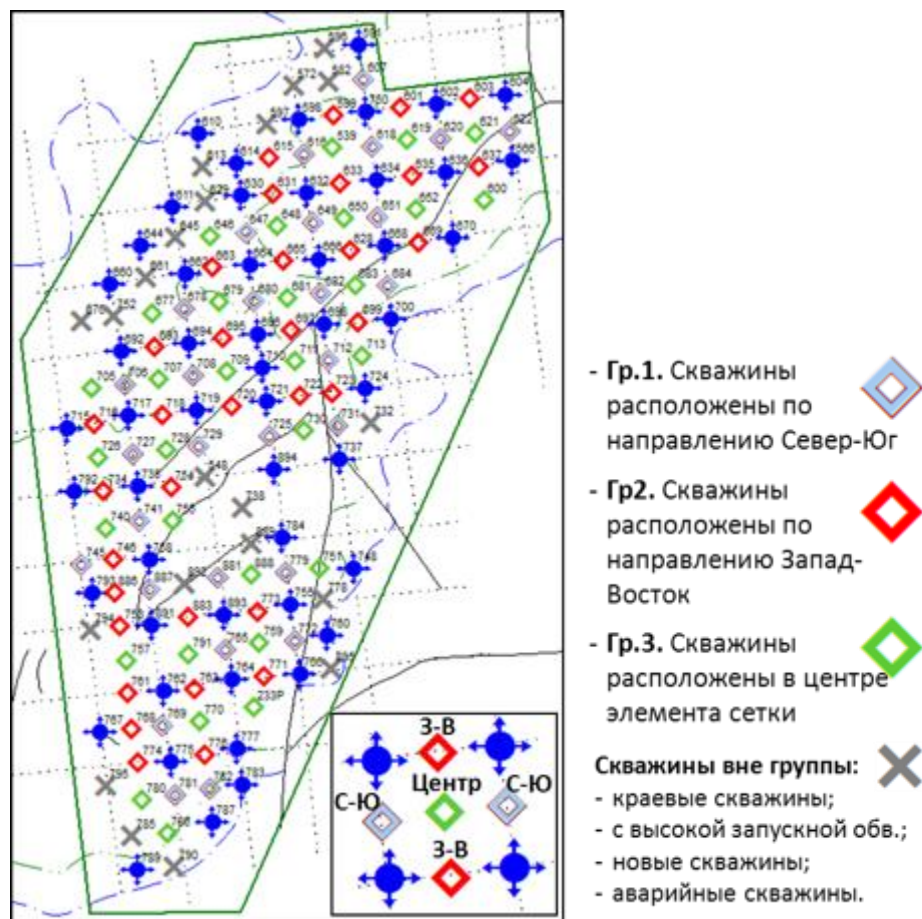


Рисунок 2.13 – Распределение групп скважин относительно сетки

ППД

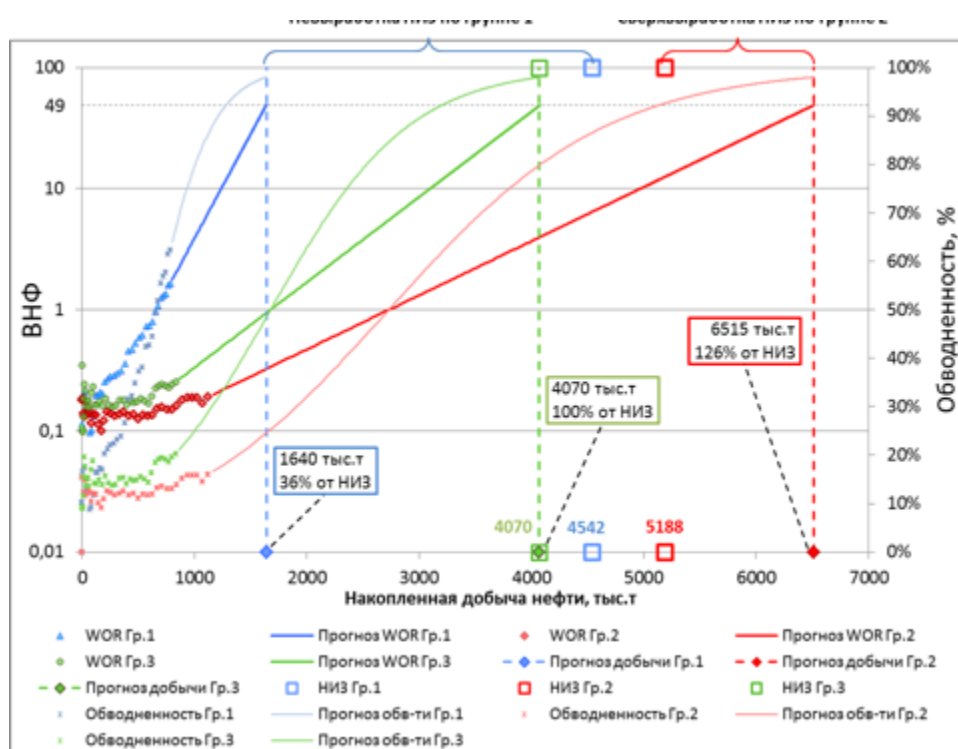


Рисунок 2.14– Анализ динамики выработки запасов групп скважин

Южной залежи по ВНФ

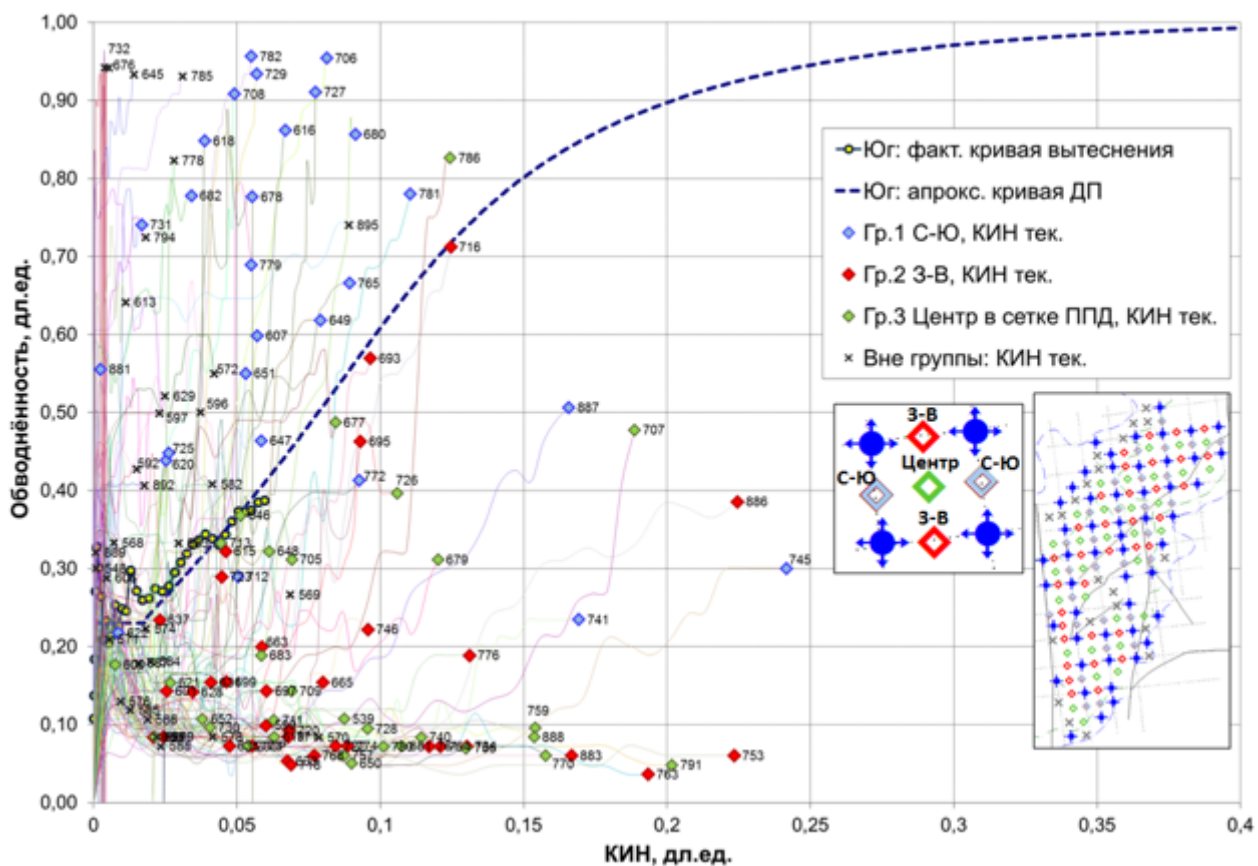


Рисунок 2.15 – Анализ динамики выработки запасов групп скважин южной залежи по характеристике вытеснения Дикстра-Парсонса

В результате анализа обводнения скважин южной залежи Крапивинского месторождения, было сделано предположение о том, что коллектор горизонта Ю_1 характеризуется *анизотропией ФЕС* (направленностью напряжений горных пород), которая соответствует направлению роста трещины ГРП (в т.ч. и авто-ГРП). Для уточнения предположения недропользователю было предложено проведение исследований для оценки анизотропии ФЕС горизонта Ю_1 (кросс-дипольный каротаж прибором АВАК).

2.6 Анализ заключения по геофизическим исследованиям по определению упругих свойств горных пород до и после ГРП

В июле-августе 2013 г. на скв. №№ 742 (Южная залежь) и 1331 (Центральная залежь) приборами многоэлементного широкополосного акустического каротажа АВАК-11 №109 и АВАК-Т-90 №28 были проведены исследования, зарегистрированы волны, возбуждаемые монопольными и дипольными источниками акустических колебаний на разных частотах.

Задачами исследований являлись:

1. Определение интервальных времен продольной и поперечной волны по всему интервалу исследования, расчет геомеханических свойств горных пород до и после ГРП.

2. Выявление и оценка анизотропии по скорости поперечной волны до и после ГРП.

По скв. № 742 получены следующие результаты (рисунок 2.16):

- акустическая анизотропия отмечается до и после проведения ГРП в интервалах разреза 2813 – 2831м. ИП: 2814-2817м; 2820.5-2830.5м;

- в указанных интервалах с начальной анизотропией отмечается изменение величины анизотропии после проведения ГРП. Это связано с развитием техногенных трещин после ГРП;

- в породах горизонта Ю₁ азимут направления напряжения г.п. составляет 150 градусо (субмеридианальное направление).

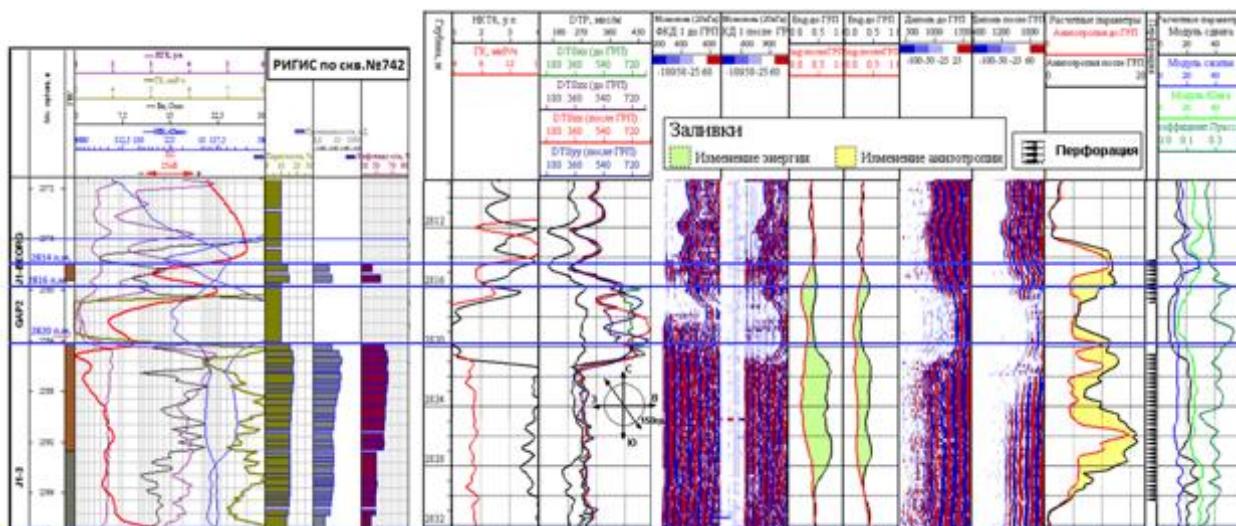


Рисунок 2.16 – Акустический кросс-дипольный каротаж (в колонне)
до и после ГРП в скв. №742

По скв. № 1331 получены подобные результаты - азимут направления напряжения г.п. составляет 348 градусов (субмеридианальное направление).

2.7 Анализ прогнозных расчётов базовой и оптимизированной систем разработки горизонта Ю₁ Крапивинского месторождения на примере сектора ГДМ

В результате обобщения анализов приведённых выше можно сделать следующие выводы:

- горизонт Ю₁ южной залежи характеризуется изначальной анизотропией напряжений г.п. в субмеридианальном направлении и, как следствие, изначальной анизотропией ФЕС в указанном направлении;
- направление развития техногенных трещин ГРП обуславливается изначальным напряжением г.п. и соответствует субмеридианальному направлению;
- учитывая, что изменение анизотропии после ГРП соответствует мощности 21м, а по отчету ГРП заявлена высота трещины 46м, предполагается

увеличение полудлины фактической трещины ГРП (по отчету полудлина закрепленной трещины – 104,7 м).

Выбор пробного участка для сравнительного анализа систем разработок

С учётом проведённого анализа по динамике обводнения скважин в элементе системы разработки, а также данных по свойствам горных пород, скв. № 742, был выбран пробный участок для сравнительного анализа систем разработки (рисунок 2.17).

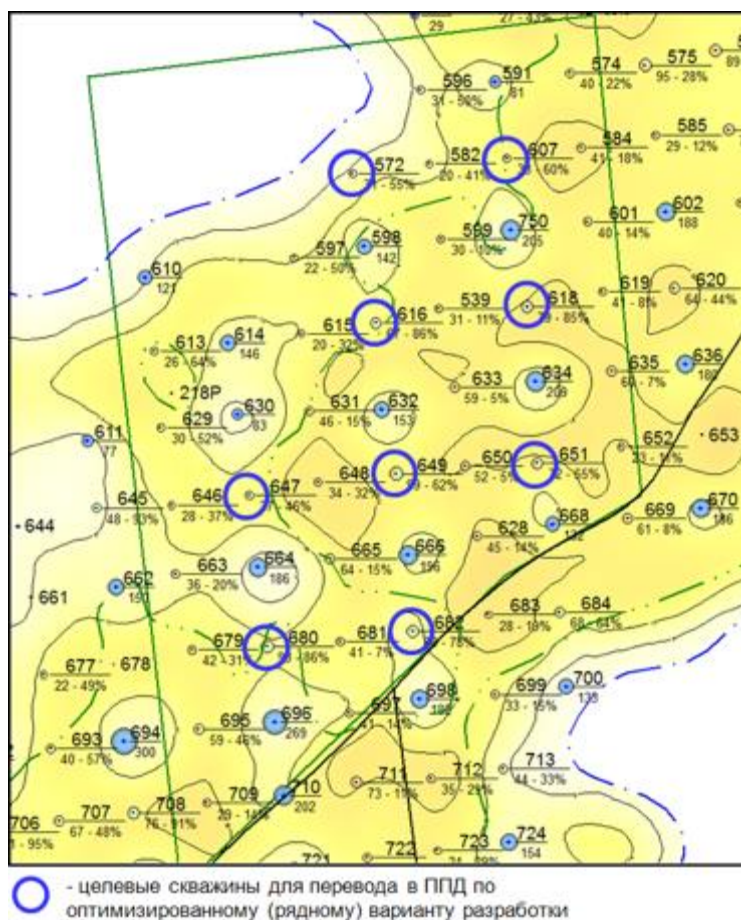


Рисунок 2.17 – Схема реорганизации системы разработки на пробном участке Южной залежи Крапивинского месторождения

Обоснования выбора пробного участка для сравнительного анализа систем разработок:

- в выбранном участке, начиная с января 2013 г. отмечается рост потерь базового Q_n по причине роста обводнения продукции скважин.

- по части нагнетательных скважин уже сформированы рядные элементы разработки (скв. №№ 614, 630, 696, 710);

- обводненность добывающих (целевых) скважин, расположенных в субвертикальном направлении относительно скважин ППД, составляет от 60 до 96%. Наблюдается тенденция к росту %В.

Для сравнительного анализа систем разработки рассчитывались следующие варианты:

- Базовый (текущее состояние отборов).
- Оптимизированный (рядный) вариант: Перевод целевых скважин при достижении предельно рентабельного дебита нефти.

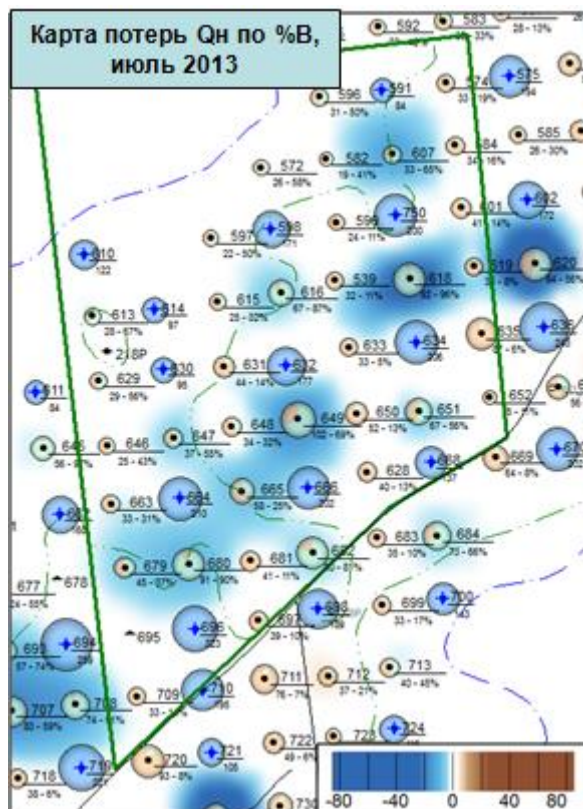


Рисунок 2.18 – Карта потерь базового Q_n по %В на июль 2013 г. (т/сут) на пробном участке южной залежи Крапивинского месторождения

Гидродинамическое моделирование вариантов разработки проводилось на симуляторе t-Navigator 4.0 (ОАО «РФД»). Смоделированные трещины ГРП в субмеридианальном направлении «Север-Юг» представлены на рисунках 2.19-2.20.

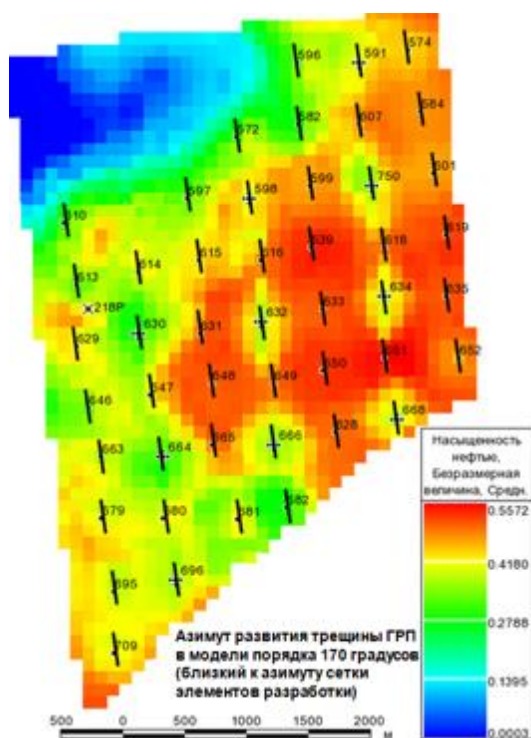


Рисунок 2.19 – Двухмерная аппроксимация куба нефтенасыщенности на 01.05.2013г.

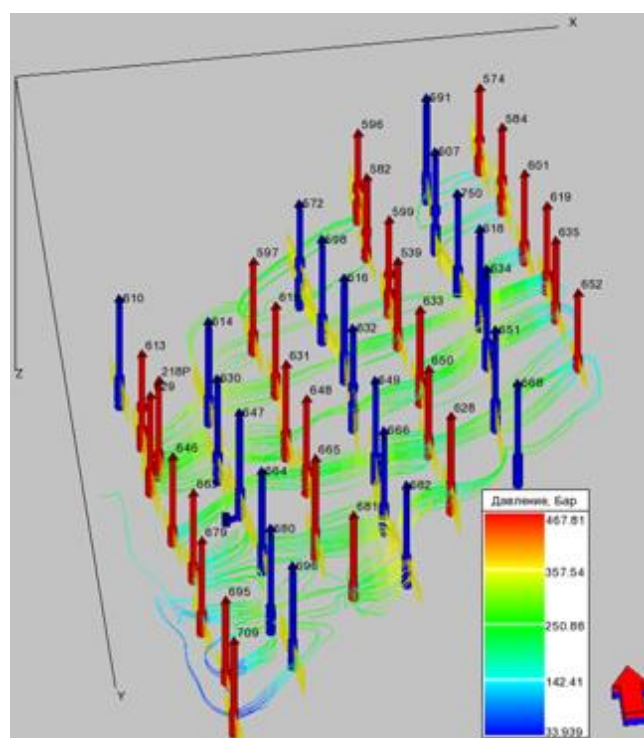


Рисунок 2.20 – 3D-визуализация трещин ГРП и линий тока

Результаты расчётов базового и оптимизированного (рядного) вариантов систем разработки представлены на рисунках 2.21-2.23.

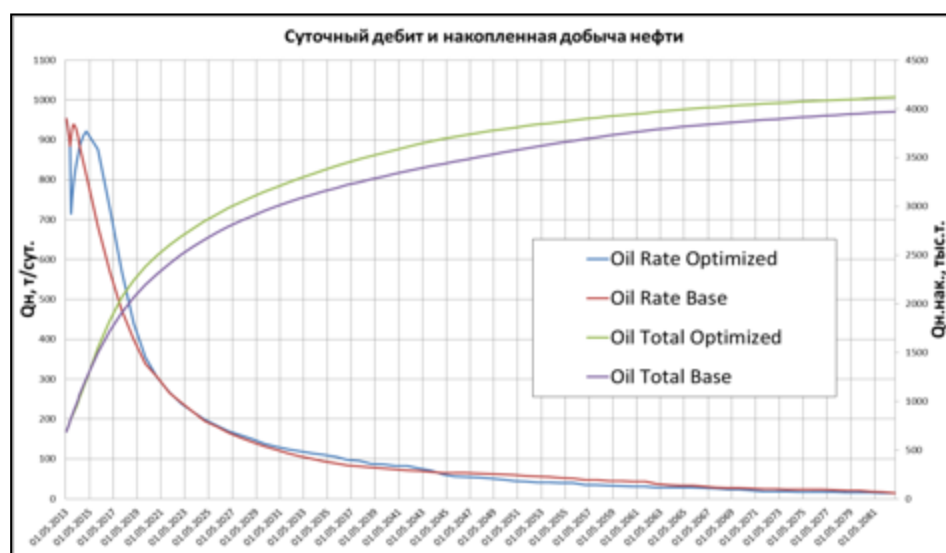


Рисунок 2.21 – Суточный дебит и накопленная добыча нефти по базовому и оптимизированному (рядному) вариантам разработки

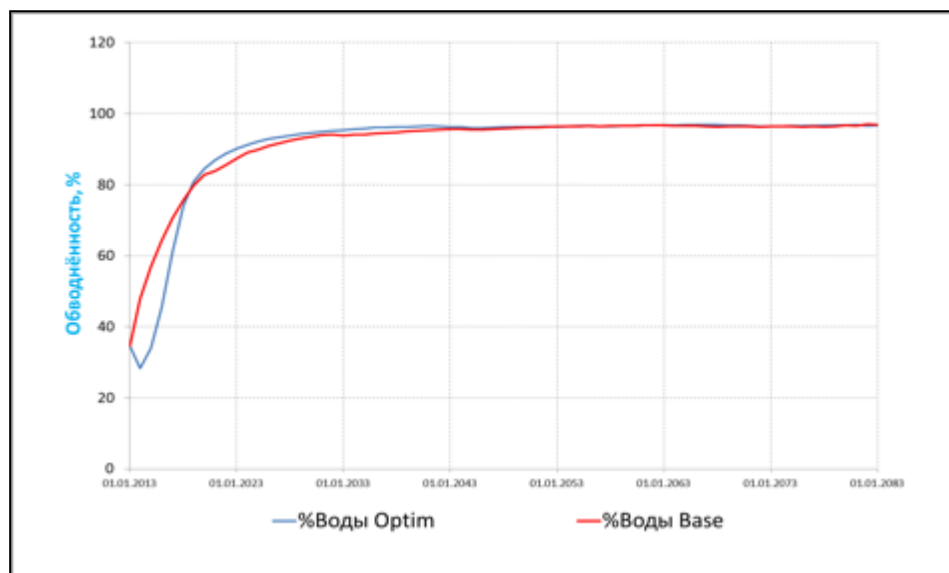


Рисунок 2.22 – Динамика обводнённости по базовому и оптимизированному (рядному) вариантам разработки

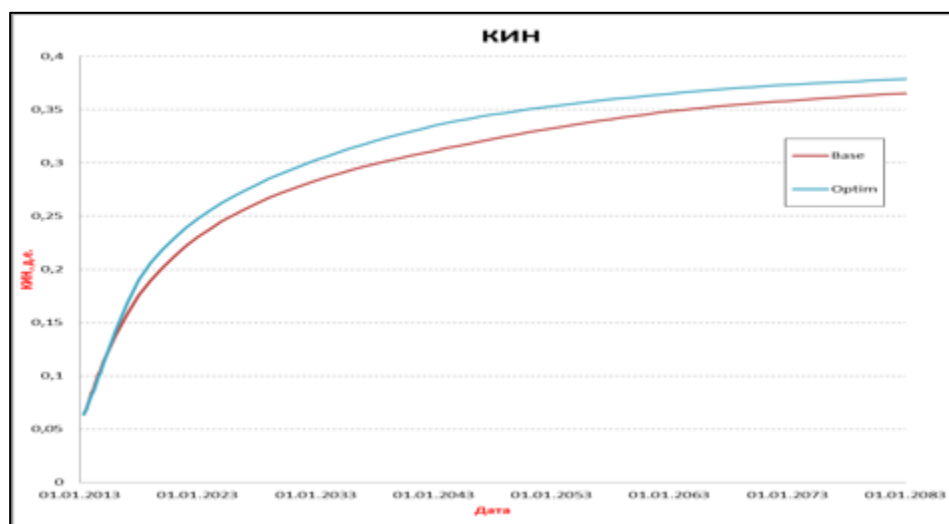


Рисунок 2.23 – Динамика КИН по базовому и оптимизированному (рядному) вариантам разработки

В результате сравнительного анализа - оптимизированный прогнозный вариант разработки опытного участка южной залежи Крапивинского месторождения характеризуется: большей накопленной добычей нефти (большим КИН) – начиная с 05.2015г., большей суточной добычей нефти – начиная с 07.2014 г., более качественной выработкой запасов (рисунок 2.24).

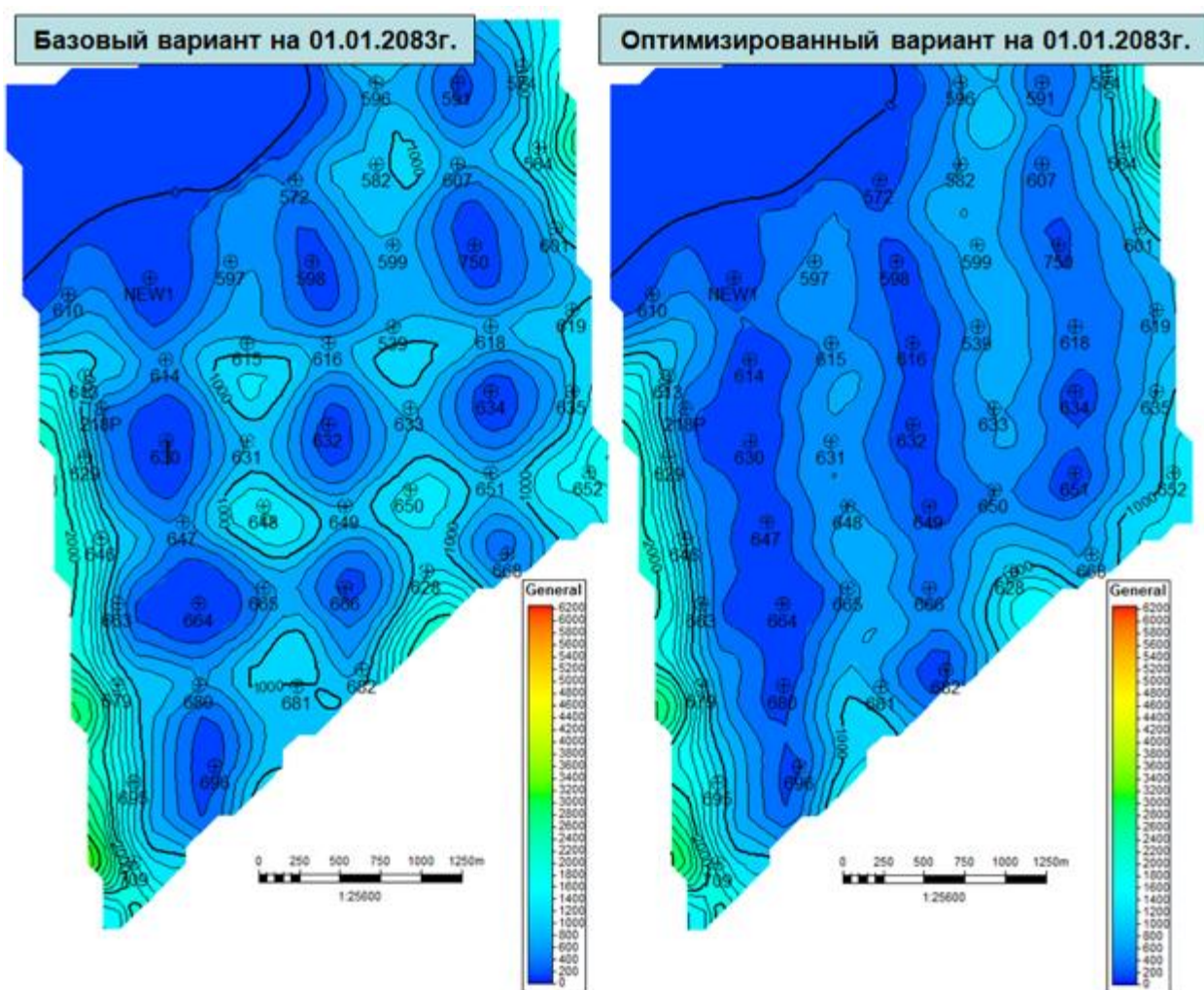


Рисунок 2.24 – Карты плотности остаточных подвижных запасов (т/га) по базовому и оптимизированному (рядному) вариантам разработки на 01.01.2083 г.

По результату проведённого всестороннего анализа в работе считается обоснованной смена текущей 9-ти точечной системы разработки Южной залежи Крапивинского месторождения на однорядную, с переводом под нагнетание целевых добывающих скважин, расположенных в рядах нагнетательных, при достижении ими предельного рентабельного дебита нефти.

Рекомендации по дальнейшей трансформации системы разработки были направлены недропользователю. На 01.01.2015 г., 34 добывающие скважины были переведены в нагнетательный фонд для трансформации системы ППД в однорядную. После этого был отмечен рост пластового давления по Южной залежи Томского участка в результате увеличения

уровней закачки с середины 2014 года. После перевода целевых скважин в ППД, на скважинах окружения наблюдается рост дебитов нефти и жидкости.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б63Т	Попеляеву Евгению Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих	Оклад руководителя - 175950 руб. Оклад инженера - 175500 руб. Материальные затраты – 114300 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 10%; Районный коэффициент 30,2% Норма амортизации 33,3 %
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Формирование бюджета на научное исследование производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы на проведение исследования
4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	Анализ полученных результатов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Матрица SWOT

График проведения НИ (Диаграмма Ганта).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020
--	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н		3.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б63Т	Попеляев Евгений Андреевич		3.03.2020

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела является оценка эффективности проведения трассерных исследований скважин, благодаря которой будет установлена гидродинамическая связь и оценка взаимодействия нагнетательной скважины с окружающими добывающими скважинами. Положительный экономический эффект за счет проведения трассерных исследований связан с приростом КИН (коэффициент извлечения нефти).

Методика расчета основывается на оценке всех единовременных затрат (приобретение оборудования и его монтажа) и эксплуатационных затрат на первый год обслуживания и сравнении их с выручкой от реализации проекта. Показатели для расчета включают в себя затраты на приобретение основных фондов, доставку оборудования и конструкций, монтаж, амортизационные отчисления, ремонт оборудования, дополнительную зарплату работникам, страховые взносы, энергоносители, смазочные материалы.

3.1 Анализ конкурентных технических решений.

Проведения трассерных исследований скважин на южной залежи Крапивинского нефтяного месторождения, равно как, и разработка раздела к вышеуказанной работе «Финансовый менеджмент. Ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является обязательным индивидуальным заданием исполнителя. Являясь своего рода монополистом, исполнитель отражает только реальные затраты на исполнение проекта в п. 5.3 данного раздела.

По результату проведения трассерных исследований в работе считается обоснованной смена текущей 9-ти точечной системы разработки южной залежи Крапивинского месторождения на однорядную, с переводом под нагнетание целевых добывающих скважин, расположенных в рядах нагнетательных, при достижении ими предельного рентабельного дебита нефти.

Конкурентноспособность и преимущества однорядной системы разработки южной залежи Крапивинского нефтяного месторождения перед девятиточечной системой разработки можем увидеть в таблице 3.1, 3.2. Однорядная система разработки обладает такими достоинствами как: большей накопленной добычей нефти, большим коэффициентом извлечения нефти, большей суточной добычей нефти, более качественной выработкой запасов.

Система разработки позволяет измерять характеристики, которые описывают качество и перспективность разработки месторождения и позволяет решать вопрос рациональности вложения денежных средств в проектируемую работу.

По системе разработки любой показатель измеряется по сто бальной шкале, где 1 – самая слабая позиция, а 100 – самая сильная. Вес всех показателей в сумме дают 1.

Таблица 3.1 – Рядная система разработки

Критерий	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1 Накопленная добыча	0,1	90	100	0,9	0,09
2 Суточный дебит	0,2	65	100	0,65	0,13
3 Динамика обводненности	0,1	50	100	0,5	0,05
4 Коэффициент извлечения нефти	0,3	100	100	1	0,3
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
5 Конкурентоспособность	0,1	85	100	0,85	0,085
6 Перспективность	0,1	80	100	0,8	0,08
7 Цена	0,1	70	100	0,7	0,07
Итого	1	680	-	6,8	0,805

Таблица 3.2 – Девятиточечная система разработки

Критерий	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1 Накопленная добыча	0,1	60	100	0,6	0,06
2 Суточный дебит	0,2	50	100	0,5	0,1
3 Динамика обводненности	0,1	40	100	0,4	0,04
4 Коэффициент извлечения нефти	0,3	70	100	0,7	0,21
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
5 Конкурентоспособность	0,1	85	100	0,85	0,085
6 Перспективность	0,1	80	100	0,8	0,08
7 Цена	0,1	90	100	0,9	0,09
Итого	1	680	-	6,8	0,665

Качество и перспективность проектируемого варианта системы разработки находится по выражению:

$$P_{\text{ср}} = \sum B_i \cdot B_i,$$

где $P_{\text{ср}}$ – средневзвешенное значение;

B_i – вес показателя

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение $P_{\text{ср}}$ показывает перспективность и качество разработки. Если значение $80 \leq P_{\text{ср}} \leq 100$ – разработка перспективна; $60 \leq P_{\text{ср}} \leq 79$ – перспективность выше среднего; $40 \leq P_{\text{ср}} \leq 59$ – перспективность средняя; $20 \leq P_{\text{ср}} \leq 39$ – перспективность ниже среднего; $P_{\text{ср}} \leq 19$ – то перспективность очень низкая.

Имеем, что $P_{CP}=0,805 \cdot 100\%=80,5\%$ это показывает перспективность работы в данном направлении. Рядная система разработки южной залежи Крапивинского месторождения обладает такими достоинствами как: высокий коэффициент извлечения нефти, увеличение суточного дебита и снижение динамики обводненности. Все эти достоинства значительно увеличивают качество однорядной системы разработки над девятиточечной.

3.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ проводится для комплексной оценки внешней и внутренней среды проекта. В силу того, что система разработки месторождения является лишь частным способом применения рассмотренного подхода, при SWOT-анализе рассматриваются сильные и слабые стороны, возможности и угрозы применительно к способу решения поставленной задачи. Итоговая матрица SWOT-анализа приведена в табл. 3.3

Таблица 3.3. – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны: С1. Увеличение накопленной добычи нефти С2. Увеличение суточной добычи нефти С3. Гидродинамическая модель С4. Рост пластового давления	Слабые стороны: Сл1. Затраты на проведение трассерных исследований Сл2. Затраты на ПО для моделирования Сл3 Затраты на перевод под нагнетание целевых добывающих скважин
Возможности: В1. Рост добываемой продукции. В2. Рост прибыли с продажи нефти. В3. Более эффективная выработка запасов В4. Быстрая окупаемость затрат на проведение геолого-технических мероприятий	В1С1. Эффективность моделирования будет только возрастать. В2С1С2. Увеличение дебита и накопленной добычи нефти увеличит количество продажи нефти. В3С4. Более эффективная выработка запасов за счет поддержания пластового давления.	В1Сл1Сл2. Потенциальная стоимость вероятной ошибки значительно больше стоимости ПО для моделирования.
Угрозы: У1. Увеличение обводненности добываемой	У2С3С4. Некорректные расчеты и рост пластового давления могут привести к неправильному	У1У3Сл1Сл3. Долгая окупаемость, что приведет к не рентабельности

продукции, что приведет к снижению добычи нефти. У2. Неправильное перераспределение нефти. У3. Не окупаемость затрат на проведение геолого-технических мероприятий	распределению нефти и неравномерной выработке запасов	проведения геолого-технического мероприятия
--	---	---

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития как смены системы разработки, так и в целом подхода к созданию подобных систем.

1. Для противодействия угрозе У1 в систему следует производить равномерную закачку воды.

2. В случае неправильного перераспределения нефти (угроза У2) рядная система может получить тот же эффект, что и девятиточечная система разработки.

3. Для противодействия угрозе У3 и сокращения затрат на разработку можно представить несколько вариантов моделирования системы разработки месторождения, тем самым снизить потери на затратах.

3.3 Планирование научно-исследовательских работ

3.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По

каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составляется перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проводится распределение исполнителей по видам работ (таблица 5.4).

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер
	3	Планирование методики проведения исследования	Руководитель
	4	Календарное планирование работ	Руководитель
	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Помещение ингибитора в скважину в контейнере, который устанавливается под насос перед спуском оборудования	Инженер
	7	Проведение практического расчета	Руководитель
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
Оформление отчета по НИР	9	Оформление расчетов	Инженер
	10	Составление пояснительной записки	Инженер
	11	Публикация результатов исследования	Руководитель







Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта.

3.3.2 Разработка графика проведения научно-технического исследования


Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.


Календарный план - это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Календарный план-график проведения НИР

№ работ	Вид работ	Исполнители	Ткі, кал. дней	Продолжительность выполнения работ														
				январь			февраль			март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Выбор направления исследований, проведение теоретических исследований, изучение литературы	Руководитель, инженер	20, 10															
2	Экспериментальные исследования	Руководитель, инженер	20, 90															
3	Анализ данных, оформление отчетной документации	Руководитель, инженер	20, 30															

Условные обозначения:

 – руководитель

 – инженер

Суммарное количество рабочих дней руководителя составляет 60, суммарное количество рабочих дней инженера составляет 130.

3.4 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы

3.4.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i} , \quad (3.1)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в

пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данного проекта, занесены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Стоимость материальных затрат для проведения эксперимента

Наименование		Количество	Цена за ед., руб.	Стоимость, руб.
1	Закачиваемый индикатор	1	30000	30000
2	Перчатки защитные	10	1000	10000
3	Очки защитные	10	200	2000
4	Костюмы защитные	6	9000	54000
ИТОГО				114300

Общие единовременные затраты на материалы различного рода составили 114300 руб.

3.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., руб.	Общая стоимость руб.
Агрегат ЦА-320	1	2810000	2810000
Слесарное оборудование	2	5900	10800

Гайка БРС	2	2500	5000
Труба L=4065	1	13000	13000
Колено шарнирное	1	8300	8300
ИТОГО			2847100

Общие единовременные затраты на приобретение различного рода специального оборудования составили 2847100 руб.

3.4.3 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. От 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений при проведении эксперимента с целью рассмотрения эффективности закачки индикаторов для определения гидродинамической связи и оценки взаимодействия нагнетательной скважины с окружающими добывающими скважинами приведен в таблице 5.7. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$A_m = \text{Сперв.} / \text{СПИ}, \quad (3.2)$$

где Сперв. – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, месяцев

Таблица 3.8 – Расчет амортизационных отчислений при проведении эксперимента

Наименование	Стоимость, руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцев	Сумма отчислений в месяц, руб.
Агрегат ЦА-320	2810000	3	50	140000
Слесарное оборудование	10800	4	80	983,3
Гайка БРС	5000	2	28	525

Труба L=4065	13000	2	28	1371,7
Колено шарнирное	8300	2	28	1045
Итого				143925

Итоговая сумма амортизационных отчислений составила 143925 рублей.

3.4.4 Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$\text{Ззп} = \text{Зосн} + \text{Здоп}; \quad (3.3)$$

где Зосн – основная заработная плата;

Здоп – дополнительная заработная плата (12-20 % от Зосн).

Основная заработная плата руководителя (инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{З}_{\text{осн}} = \text{З}_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (3.4)$$

где Зосн – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$\text{З}_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (3.5)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 3.9).

Таблица 3.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	60	120
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	10	20
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	50	100

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (3.6)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,15.

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	34000	0,3	0,2	1,15	58650	3519	50	175950
Инженер	15291	0,3	0,2	1,15	29250	1755	100	175500
Итого $Z_{\text{осн}}$								351450

Общие затраты на основную заработную плату технического персонала, участвующего в проекте, составляют 351450 рублей.

3.4.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2020 году – 30,2% (ст. 425, 426 НК РФ): 22 % – на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) , \quad (3.7)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 3.11 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	175950	0,3	52785
Инженер	175500	0,3	52650
Итого $З_{внеб}$			105435

Общие отчисления во внебиржевые фонды, участвующего в проекте, составляют 105435 рублей

3.4.6 Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и

телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} * \sum_1^5 3i, \quad (3.8)$$

где $K_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.

$$З_{\text{накл}} = 0,16 * (114,3 + 2847,1 + 143,9 + 351,5 + 105,4) = 569950 \text{ тыс. руб.}$$

3.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля в %
Материальные затраты НТИ	114300	0,03
Затраты на оборудование	2847100	0,68
Амортизационные отчисления	143925	0,04
Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	351450	0,08
Отчисления во внебюджетные фонды	105435	0,03
Накладные расходы	569950	0,14
Итого	4132150	100,0

Бюджет затрат НТИ составил 4132150

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют на оборудование. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НТИ и отчисления во внебюджетные фонды. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

3.5 Вывод

1. При анализе конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения после проведения трассерных исследований в качестве перспективной выбрана рядная система разработки.

2. С использованием рядной системы разработки были достигнуты показатели, которые описывают качество и перспективность разработки на рынке и показали рациональность вложения денежных средств в проектируемую работу.

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: увеличение обводненности добываемой продукции, что приведет к снижению добычи нефти, неправильное перераспределение нефти, не окупаемость затрат на проведение геолого-технических мероприятий. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены в подразделе 5.2.

4. При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнители по типам работ, а также разработан алгоритм составления этапов работ.

5. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 4132150 рублей, большую часть этой суммы составляют затраты на оборудование, общая максимальная длительность выполнения работы составила 130 календарных дней.

6. Расходы по заработной плате определены по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок и составили: заработная плата руководителя - 175950руб., заработная плата инженера 175500руб. В основную заработную плату внесена премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 30% от оклада, профессиональное мастерство 15-20% за вредные условия и районный коэффициент 1,15.

7. Большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют затраты на оборудование - 2847100руб. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

8. Рядная система разработки обладает такими достоинствами как: высокий коэффициент извлечения нефти, увеличение дебита нефти. Все эти достоинства значительно увеличивают качество эксплуатации месторождения.

9. С практической точки зрения из данного раздела видно, что по результатам трассерных исследований выбранная рядная система разработки является наиболее выгодным вариантом, так как она обладает высоким коэффициентом извлечения нефти, увеличение дебита нефти

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
32Б63Т	Попеляеву Евгению Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Оценка геологического строения для смены системы разработки на южной залежи Крапивинского нефтяного месторождения (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объектом исследования данной ВКР является осложненный фонд добывающих нефтяных и нагнетательных скважин</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ вредных факторов на рабочем месте. Повышенный уровень шума и его воздействие. Повышенный уровень вибрации и ее воздействие. Отклонение показателей климата. Повышенная загазованность воздуха. Анализ опасных факторов рабочей среды. Электробезопасность. Пожаробезопасность. Механические травмы.
3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия объекта на атмосферу. Анализ воздействия объекта на гидросферу Анализ воздействия объекта на литосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Методы защиты при чрезвычайных ситуациях. При разработке и эксплуатации объекта исследования наиболее вероятный и тяжкий вид ЧС является взрыв или пожар, в следствии нарушения техники безопасности и целостности оборудования

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020
--	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.,		3.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б63Т	Попеляев Евгений Андреевич		3.03.2020

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Обеспечение безопасной жизнедеятельности человека в значительной степени зависит от правильной оценки опасных, вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны различными причинами. Это могут быть какие-либо факторы производственной среды, чрезмерная физическая и умственная нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение, а также разное сочетание этих причин.

Во время своей трудовой деятельности человек подвергается воздействию вредных производственных факторов, специфика и количество которых зависит от характера труда. Для предупреждения ухудшения здоровья работника от такого неблагоприятного воздействия на каждом конкретном предприятии или учреждении предусмотрен ряд мер по обеспечению безопасности и экологичности трудовой деятельности.

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места программиста должны быть соблюдены все основные условия.

Целью раздела “Социальная ответственность” является анализ вредных и опасных факторов труда. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Организационные мероприятия

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест. Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на рабочем месте. Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций. Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий). Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего. После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ. Окончание работы

по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

4.1.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов. Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника. Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

4.2 Производственная безопасность

Администрация предприятий обязана обеспечивать надлежащее техническое оборудование и создавать для них условия работы, соответствующие правилам охраны труда (правилам по технике безопасности, санитарным нормам и правилам и др.). Согласно ГОСТ 120003-74. ССБТ, вредные и опасные факторы на кустовой площадке могут быть весьма

разнообразными, их можно классифицировать по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические.

При работе может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Опасные и вредные факторы при работе

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Обслуживание технологических установок; 2.Обслуживание фонда скважин; 3.Контроль за трубопроводами и различными коллекторами; 4.Работа с электроустановками и трансформаторами.	1.Превышение уровней шума и 2.Превышение уровня вибрации; 3.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 4.Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1.Электрический ток; 2.Пожароопасный фактор. 3.Механические травмы	1.СанПиН 2.2.4-548- 96 [13] 2.ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003 – 2014 ССБТ. [14] [15] 3.ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. [16] 4.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [17] 5.ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [18]

4.3 Анализ вредных факторов на рабочем месте

4.3.1 Повышенный уровень шума и его воздействие

Одним из наиболее распространенных при добыче нефти и газа вредных факторов является шум. Он создается работающим производственным оборудованием, преобразователями напряжения станций управления скважин, работающими силовыми агрегатами и компрессоры, а также возникает при различных авариях. Шум оказывает неблагоприятное влияние на организм человека: он нарушает физиологические и психические функции, снижает слух и работоспособность, ослабляет память и внимание,

вызывает профессиональные заболевания и производственный травматизм, нарушает артериальное давление и ритм сердца.

Существуют следующие мероприятия для устранения повышенного уровня шума [19]:

- снижение шума в источнике его возникновения с помощью технологического оборудования, например, шумоглушитель;
- использование звукопоглощающих материалов в конструкциях оборудования и механизмов;
- правильная организация режима труда и отдыха; – облицовка небольших помещений звукопоглощающими и звукоизолирующими материалами;
- использование средств индивидуальной защиты органов слуха при помощи вкладышей, наушников и шлемов [10].

В соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 максимальное значение шума станков – 80 дБА.

4.3.2 Повышенный уровень вибрации и её воздействие

Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням: нарушение работы сердечно-сосудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм.

Таблица 4.2 – Гигиенические нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, Дб, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая транспортная:											
- вертикальная	132	123	114	108	107	107	107	-	-	-	-
- горизонтальная	122	117	116	106	116	116	116	-	-	-	-
Транспортно-технологическая	-	117	108	102	101	101	101	-	-	-	-
Технологическая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации являются: усовершенствование техники и оборудования, поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Что касается индивидуальной защиты, то работнику необходимо носить рабочую обувь с толстой резиновой подошвой, специальные перчатки, соблюдать режим труда и отдыха [20].

4.3.3 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

К вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий, относят сложные климатические условия. Определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников средств индивидуальной защиты (СИЗ), отвечающим климатическим условиям;
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща;

- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура не ниже плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции;
- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

4.3.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций работник может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5 мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³ [17]. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

4.4 Опасные факторы и их анализ

4.4.1 Электробезопасность

Все нефтегазовые комплексы полностью электрифицированы, поэтому рабочие постоянно сталкиваются с приборами и оборудованием, находящимся

под напряжением. Поэтому работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их основное устройство, принцип работы.

Для повышения безопасности при работе с электрооборудованием разработаны основные коллективные способы и средства электрозащиты, такие как изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчёт защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками.

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в ГОСТ Р 12.1.019-2009 [18].

4.4.2 Пожаробезопасность

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на

горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы. При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей

На кустовых площадках присутствуют взрывоопасные объекты, которые относятся к категориям А, Б, В.

К взрывопожарной категории А отнесены помещения, связанные с применением горючих газов, ЛВЖ с $t_{всп} \leq 28^{\circ}\text{C}$, при условии, что они могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем 5 % от объема помещения, помещения, в которых применяются вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом.

К взрывопожарной категории Б, отнесены помещения, в которых обращаются горючие пыли или волокна, ЛВЖ с $t_{всп} > 28^{\circ}\text{C}$, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем 5 % от объема помещения.

К пожароопасной категории В отнесены помещения, в которых обращаются горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или одним и другим только гореть.

Объекты нефтяной промышленности должны быть укомплектованы следующими средствами пожаротушения: углекислотными огнетушителями

ОУ-8, порошковыми огнетушителями ОП-10; песком в ящиках ёмкостью 0,5; 1,0; 3,0 м³; водой в бочках ≥ 200 литров; войлок (кошма) 2 × 1,5 м; вёдрами; топорами; лопатами; ломами; баграми.

Пожарные щиты должны быть укомплектованы пожарным инвентарём в следующем количестве: лопаты - 2 шт., топоры - 2шт., бочки с водой ≥ 200 литров - 2 шт., ящик с песком – 1м³, войлок (кошма) 2 × 1,5 м.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру, шириной 10см. На пожарном щите должен быть перечень пожарного инвентаря с указанием его количества и указан ответственный за противопожарное состояние объекта. Огнетушители должны быть всегда в исправном состоянии и подвешиваться не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов.

Вся территория возле скважины и помещений должна содержаться в чистоте и порядке.

Не допускается: замазученность территории, загромождение: дорог, проезд к скважине, средствам пожаротушения, водоёмам; применение для подогрева оборудования, трубопроводов и для освещения факелов, спичек, паяльных ламп, керосиновых фонарей, а также других источников открытого огня; производить самовольно переоборудование электросетей, устраивать временную электропроводку, устанавливать кустарные предохранители и пользоваться электронагревательными приборами; использовать средства пожаротушения не по назначению; производство огневых работ на скважине без наряда-допуска. Курение разрешается только в специально отведённом месте.

Освещение на скважине разрешается только электрическое, применительно к особо сырым помещениям взрывозащищённого исполнения.

Первичные средства пожаротушения: назначение, правила применения и срок проверки.

Средства первичного пожаротушения предназначены для ликвидации начинающихся очагов загорания собственными силами.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого.

Защита от пожара обеспечивается:

максимально возможным применением негорючих и трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных; ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды; предотвращением распространения пожара за пределы очага; применением средств пожаротушения; применением конструкции объектов с регламентированными пределами огнестойкости и горючестью; эвакуацией людей; системами противодымной защиты; применением средств извещения о пожаре; организацией пожарной охраны промышленных объектов.

4.4.3 Механические травмы

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма являются зачастую сами работники. Так как приходится работать с различными устройствами и на высокой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, и т.д. [20]. От всех этих опасных факторов применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации, конечно же средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему,

требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

4.5 Экологическая безопасность

4.5.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 75% по статистическим подсчетам, [21] приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства. При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии. Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту

оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ. Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

4.5.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу

По статистическим оценкам порядка 20% всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы. Источников загрязнения водоёмов может быть очень много, это поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды, загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок, попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов, поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности и многие другие. Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену. Это может привести к гибели водоплавающих птиц, животных, обитающих под водой, загрязнению околосреды.

4.5.3 Анализ воздействия объекта на литосферу

Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую

очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

По статистическим данным около 5% всех загрязнений от нефтегазовых промыслов приходится на почву. Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и ландшафта. При освоении и прокладке новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования. Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность попадания оных не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие. Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно [22]. Если всё же загрязнение почвы неизбежно, то необходима её последующая рекультивация, согласно ГОСТ 17.5.3.04-83 [23].

4.6 Методы защиты при чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, а также могут быть следствием экологических и

стихийных факторов. На нефтегазовых промыслах из всех чрезвычайных ситуаций наиболее вероятны и опасны пожары и взрывы. Причиной возникновения пожара может открытый огонь, искра, трение, удары, перегревы деталей механизмов, неисправностей в электроснабжении.

Чтобы не допустить пожароопасной ситуации все объекты на промысле должны быть правильно расположены относительно друг друга: от устья скважины до общественных зданий расстояние должно быть не менее 500 м, до насосных станций и резервуаров от 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м. Всё электрооборудование на промысле должно проходить своевременную проверку, работать с ним должны только специально обученные люди и персонал, прошедший инструктаж. Все установки на промысле должны быть снабжены системами противопожарной сигнализации и противопожарной автоматикой [24]. В случае возникновения открытого огня необходимо его ликвидировать средствами первичного пожаротушения: огнетушителями, струёй воды, изоляцией огня от кислорода и т.д. Если тушение открытого огня не представляется возможным, в связи с его площадью и интенсивностью, необходима срочная эвакуация рабочего персонала по заранее разработанному плану действий согласно [25], который включает в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи, укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций, использование СИЗ в случае необходимости, оказание медицинской помощи пострадавшим, организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

4.7 Вывод

Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон оператору, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была рассмотрена эффективность применения трассерных исследований на примере южной залежи Крапивинского нефтяного месторождения

В ходе исследования выявлено, что наиболее перспективной системой разработки южной залежи Крапивинского месторождения – является однорядная система, как наиболее перспективная с точки зрения выработки запасов.

Для трансформации системы ППД в однорядную, на 01.01.2015 г., 34 добывающие скважины были переведены в нагнетательный фонд. На сегодняшний день - отмечается рост пластового давления по южной залежи Томского участка в результате увеличения уровней закачки с середины 2014 года. После перевода целевых скважин в ППД, на скважинах окружения наблюдается рост дебитов нефти и жидкости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2004.
2. Стратиграфический словарь СССР. Триас, юра, мел. - Л.: Недра, 1979.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 678 с.
4. Сурков В.С. Тектоника юго-восточной части Западно-Сибирской низменности по геофизическим данным - В кн.: Тектоника Сибири. Новосибирск, 1962, т.1, с.123-129.
5. Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович. - Новосибирск: Издательство СО РАН, филиал "ГЕО", 2002. – 253 с.
6. Кравченко Г.Г. Модель формирования продуктивных пластов горизонта Ю1 Крапивинского месторождения нефти (юго-восток Западной Сибири), 2010
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Учебно– методическое пособие. – Издательство Томского политехнического университета.- 2018.-37с
8. СанПиН 2.2.4-548- 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
9. ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».
10. ГОСТ 12.1.003 – 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.007-76. «Вредные вещества».
12. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность.
13. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное.

14. СНиП П-12-77. Защита от шума.
15. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
16. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
17. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
18. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
19. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата / С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2016. – 702 с. – Серия: Бакалавр. Академический курс.
20. Калыгин В.Г. Промышленная экология / Курс лекций - М.: Изд-во
21. МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева – 2000. – 240 с
22. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений».
23. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель».
24. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования».
25. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения».